

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS

**E.A. P. DE INGENIERÍA
MECÁNICA DE FLUIDOS**

**Factibilidad de Instalación de una Planta de Generación
Distribuida
con Gas Natural en el Hospital María Auxiliadora**

TESIS

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico de Fluidos

AUTOR

José Alberto Aguilar Bardales

ASESOR

Raúl Vargas Roncal

Lima – Perú

2007

*Dedicado a mi Dios, mis padres y hermanos,
quines con su apoyo y aliento me sostuvieron en
los momentos más difíciles.*

AGRADECIMIENTOS.

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a:

A mi Dios, que me ha dado la vida, fuerza y el tiempo necesario para terminar este proyecto, el cual pienso es el inicio de algo bueno.

A mi madre, la profesora Luz Bardales Suárez, quien con sus palabras de ánimo y su ejemplo, supo inculcarme los más altos valores, en especial el amor y la perseverancia.

A mi padre, el Dr. Segundo Aguilar Carrera, de quien aprendía a estar orgulloso de mí mismo y hacer cuanto fuera por superarme y superar a los demás.

A mis hermanos Adriana, Daniel y Emily, por compartir su alegría y amor conmigo.

A mi asesor, el Ing. Raúl Vargas Roncal, por confiar en mí y por su gran apoyo; que además de gran maestro, considero un gran amigo.

A mis profesores de universidad, por transmitirme sus conocimientos y secretos, por lo cual estaré eternamente agradecido.

A mis colegas consultores, por su apoyo moral y su confianza en mí.

INDICE

INTRODUCCIÓN	9
OBJETIVOS	10
CAPITULO I ANTECEDENTES Y METODOLOGÍA	11
1.1 Introducción	11
1.2 Metodología general	12
CAPITULO II GENERACIÓN DISTRIBUIDA	13
2.1 Objetivos del presente capítulo	13
2.2 Antecedentes	13
2.3 Generación Distribuida	15
2.3.1 Definición de Generación Distribuida	15
2.3.2 Características de la generación distribuida	15
2.3.3 Rango de aplicación de la Generación Distribuida	16
2.3.4 Beneficios de la Generación Distribuida	17
2.4 Generación tradicional Vs. Generación Distribuida	18
2.4.1 Concepción tradicional de la industria eléctrica	18
2.4.2 Crecimiento del sistema según la concepción tradicional	18
2.4.3 Nueva concepción de la industria eléctrica	19
2.4.4 Perspectivas de la Generación Distribuida en la nueva concepción de la industria eléctrica	19
2.5 Tecnologías de Generación Distribuida con gas natural	21
2.5.1 Clasificación de las tecnologías de generación distribuida	21
2.5.2 Cogeneración	25
2.5.3 Aplicación de la Generación Distribuida en el Perú	31
CAPITULO III SITUACIÓN ACTUAL DE LA PLANTA	32
3.1 Objetivos del presente capítulo	32
3.2 Antecedentes	32
3.3 Concepción del estudio	34
3.4 Descripción de la situación actual de la planta	35
3.4.1 Operación de las instalaciones	35
3.4.2 Demandas térmicas de la actividad	35
3.4.3 Combustibles	44
3.4.4 Demandas eléctricas de la situación de referencia	46
3.5 Resumen energético – económico de la situación de referencia	47
3.6 Descripción de las instalaciones existentes	48
3.6.1 Calderas	48
3.6.2 Grupos generadores eléctricos	48
3.6.3 Instalación eléctrica	49
3.6.4 Suministro de gas natural	49
3.6.5 Suministro de agua	50

3.7	Alternativa Base	50
CAPITULO IV EVALUACIÓN NORMATIVA		51
4.1	Introducción	51
4.2	Marco regulatorio del entorno energético.....	51
4.3	Mercado del Gas Natural	54
4.4	El Mercado Eléctrico	56
4.5	Relación entre el Mercado Eléctrico y el Mercado de Gas Natural	56
4.5.1	La ley de Concesiones Eléctricas	56
4.5.2	El Reglamento de Cogeneración	58
CAPITULO V EVALUACIÓN TARIFARIA		61
5.1	Introducción	61
5.2	Tarifas de combustibles actualmente consumidos en planta	61
5.3	Tarifas de energía eléctrica	62
5.4	Tarifas de gas natural	63
5.4.1	Precio del gas en Boca de Pozo	63
5.4.2	Tarifas de transporte por Red Principal	63
5.4.3	Tarifas de Distribución en Baja Presión	64
5.5	Opciones tarifarias a emplear	66
5.6	Cuadro tarifario para el Hospital María Auxiliadora	66
5.6.1	Criterios para selección de alternativas tarifarias	66
5.6.2	Determinación de la categoría tarifaria de gas natural aplicable al Hospital María Auxiliadora y costo de suministro de energía	67
5.6.3	Costo de la energía eléctrica comprada aplicable al Hospital María Auxiliadora	76
5.6.4	Precio de venta de la energía eléctrica excedente generada por el Hospital María Auxiliadora	77
5.7	Resumen del cuadro tarifario aplicable al proyecto	78
CAPITULO VI EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD		79
6.1	Introducción	79
6.2	Metodología seguida	79
6.3	Diagrama de flujo del análisis de factibilidad	80
6.4	Criterio general de dimensionamiento	81
6.5	Alternativas para operación de la planta	82
6.6	Alternativa Base	82
6.7	Selección de alternativas técnicamente factibles	83
6.7.1	Premisas usadas en el análisis de factibilidad	83
6.7.2	Parámetros de diseño	85
6.8	Desarrollo de la metodología para la evaluación de factibilidad	90
6.9	Resultados del análisis de factibilidad	109
6.10	Alternativas a estudiar	110
6.10.1	Comparación técnica de las alternativas	110
6.10.2	Comparación económica de las alternativas	111

6.11	Alternativa seleccionada	111
6.11.1	Rendimiento y demanda de potencia	112
6.11.2	Producción de vapor para procesos	112
6.11.3	Demanda eléctrica	112
6.11.4	Operación y mantenimiento	113
6.11.5	Caldera de recuperación	113
6.12	Análisis de sensibilidad para la alternativa seleccionada	114
6.12.1	Sensibilidad por la variación del costo del gas natural	114
6.12.2	Sensibilidad por la variación del costo de la energía eléctrica importada	114
6.12.3	Sensibilidad por la variación del costo de la energía eléctrica exportada	115
6.12.4	Sensibilidad por la variación de monto de la inversión	115
6.12.5	Sensibilidad por el aumento del costo de mantenimiento	115
CAPITULO VII EVALUACIÓN AMBIENTAL		117
7.1	Introducción	117
7.2	Legislación ambiental aplicable al proyecto	117
7.2.1	Límites máximos permisibles para emisiones de gases y partículas	117
7.2.2	Estándares nacionales de calidad de aire	118
7.2.3	Estándares y límites permisibles para ruido	118
7.2.4	Gestión y manejo de residuos sólidos	118
7.2.5	Aspectos socio – ambientales	118
7.2.6	Normas de seguridad e higiene	118
7.2.7	Efluentes durante la operación	118
7.2.8	Normas de fiscalización y sanciones	119
7.3	Línea Base Ambiental	119
7.3.1	Clima y meteorología	119
7.3.2	Calidad de aire y niveles de ruido	119
7.3.3	Campos electromagnéticos	120
7.3.4	Uso actual de la tierra	120
7.3.5	Paisaje	120
7.3.6	Vegetación y fauna	120
7.4	Línea Base Social	121
7.5	Análisis de impactos ambientales	122
7.5.1	Etapa de construcción	122
7.5.2	Etapa de operación	123
CAPITULO VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		128
8.1	Evaluación normativa	128
8.2	Alternativas técnica y económicamente factibles	129
8.3	Recomendaciones para la implantación	132
8.4	Beneficios de la puesta en marcha del proyecto	133
BIBLIOGRAFÍA		136

ANEXOS.

- Anexo N° 1:** Ubicación geográfica.
- Anexo N° 2:** Detalle de operación de la planta.
- Anexo N° 3:** Pliego tarifario del servicio de distribución de gas natural por red de ductos en Lima y Callao.
- Anexo N° 4:** Implementación.

RELACIÓN DE CUADROS.

Cuadro N° 1:	Características de la generación distribuida	16
Cuadro N° 2:	Ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de motores reciprocantes	27
Cuadro N° 3:	Ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de turbinas a vapor	28
Cuadro N° 4:	Ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de turbinas a gas	29
Cuadro N° 5:	Ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de ciclo combinado	30
Cuadro N° 6:	Características comparativas de las diferentes tecnologías de Generación Distribuida	31
Cuadro N° 7:	Datos generales del establecimiento	33
Cuadro N° 8:	Infraestructura	33
Cuadro N° 9:	PEA del H.M.A. año 2004	33
Cuadro N° 10:	Demanda térmica por procesos	42
Cuadro N° 11:	Producción anual de vapor para el Año Base	43
Cuadro N° 12:	Demanda de energía térmica de la planta	44
Cuadro N° 13:	Demanda de combustibles	44
Cuadro N° 14:	Consumo mensual de combustibles para el año base	45
Cuadro N° 15:	Propiedades físicas del combustible Industrial N° 5	46
Cuadro N° 16:	Detalle del consumo eléctrico anual para el año base	47
Cuadro N° 17:	Demanda de energía	47
Cuadro N° 18:	Costos energéticos de la situación de referencia	47
Cuadro N° 19:	Características de los generadores de vapor	48
Cuadro N° 20:	Grupos generadores del hospital	48
Cuadro N° 21:	Gas natural y sus componentes regulados	55
Cuadro N° 22:	Valores mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil (C)	59
Cuadro N° 23:	Estructura de precios de combustibles	61
Cuadro N° 24:	Tarifa MT2 Lima Sur	62
Cuadro N° 25:	Precio del gas natural en Boca de Pozo	63

Cuadro N° 26:	Tarifas de transporte por Red Principal	64
Cuadro N° 27:	Tarifas de Distribución en Baja Presión	64
Cuadro N° 28:	Tope Máximo de Conexión (TMC)	65
Cuadro N° 29:	Cargos máximos para el mantenimiento de las acometidas	65
Cuadro N° 30:	Costo de acometidas con 2 ramas	66
Cuadro N° 31:	Consumo equivalente de gas natural	67
Cuadro N° 32:	Consumo de energía de la situación de referencia	68
Cuadro N° 33:	Relación Q/E para distintas tecnologías	69
Cuadro N° 34:	Capacidad de algunos equipos representativos para generación distribuida	70
Cuadro N° 35:	Datos de cálculo de acometida	72
Cuadro N° 36:	Predimensionamiento de acometida	72
Cuadro N° 37:	Cálculo de verificación de acometida	72
Cuadro N° 38:	Cálculo de la tarifa aplicable a los consumidores de la categoría "C"	74
Cuadro N° 39:	Cálculo de la tarifa aplicable a los consumidores de la categoría "D"	74
Cuadro N° 40:	Tarifas de gas natural aplicables al H.M.A.	75
Cuadro N° 41:	Datos del consumo eléctrico del H.M.A.	76
Cuadro N° 42:	Costo promedio de la energía eléctrica comprada a Luz del Sur.	77
Cuadro N° 43:	Tarifa en barra de referencia (Lima)	77
Cuadro N° 44:	Tarifas de compra y venta de energía.....	78
Cuadro N° 45:	Inversión inicial de la conexión a la red de gas natural.....	78
Cuadro N° 46:	Alternativas en la operación del sistema de GD.....	82
Cuadro N° 47:	Costos energéticos de la situación de referencia.....	83
Cuadro N° 48:	Datos generales de la planta hospitalaria.....	85
Cuadro N° 49:	Datos energéticos de la planta.....	85
Cuadro N° 50:	Demanda específica de energía eléctrica	86
Cuadro N° 51:	Costos de operación y aprovisionamiento energético actual.....	86
Cuadro N° 52:	Motores reciprocantes usados en el análisis	87
Cuadro N° 53:	Microturbinas y turbinas usados en el análisis	87
Cuadro N° 54:	Información referente al sistema de generación.....	88
Cuadro N° 55:	Cotos de mantenimiento de motores reciprocantes.....	88
Cuadro N° 56:	Cotos de mantenimiento de turbinas y microturbinas.....	89
Cuadro N° 57:	Flujo de categorías de mantenimiento para turbinas y microturbinas	89
Cuadro N° 58:	Flujo de categorías de mantenimiento para motores reciprocantes	90
Cuadro N° 59:	Cálculo de las horas de parada anual	90
Cuadro N° 60:	Consumo de gas natural a través del horizonte de análisis	93
Cuadro N° 61:	Cálculo de la energía térmica deficitaria	96
Cuadro N° 62:	Índices de inversión	99
Cuadro N° 63:	Inversiones realizadas	99
Cuadro N° 64:	Costos de mantenimiento (Repuestos)	99
Cuadro N° 65:	Costos de mantenimiento (Mano de obra)	100
Cuadro N° 66:	Resultados del análisis de factibilidad (Parte 1)	102
Cuadro N° 67:	Resultados del análisis de factibilidad (Parte 2)	102
Cuadro N° 68:	Resultados del análisis de factibilidad (Parte 3)	103

Cuadro N° 69	Resultados del análisis de factibilidad (Parte 4)	103
Cuadro N° 70	Proyección de la operación anual de la planta sin proyecto	104
Cuadro N° 71	Balance energético de la alternativa factible	105
Cuadro N° 72	Balance económico de la alternativa factible	106
Cuadro N° 73	Flujo de caja de la alternativa factible (primera parte)	107
Cuadro N° 74	Flujo de caja de la alternativa factible (segunda parte)	108
Cuadro N° 75	Alternativas factibles para la implantación de un sistema de Generación Distribuida.....	109
Cuadro N° 76	Alternativas seleccionadas	110
Cuadro N° 77	Comparación técnica de alternativas.....	110
Cuadro N° 78	Comparación económica de alternativas.....	111
Cuadro N° 79	Características de la alternativa seleccionada.....	111
Cuadro N° 80	Programa de mantenimiento de las Microturbinas a gas Pratt & Whitney ST5.....	113
Cuadro N° 81	Influencia de la variación del precio del gas natural.....	114
Cuadro N° 82	Influencia de la variación del precio de la energía eléctrica importada.....	114
Cuadro N° 83	Influencia de la variación del precio de la energía eléctrica exportada.....	115
Cuadro N° 84	Influencia de la variación de la inversión estimada.....	115
Cuadro N° 85	Influencia de la variación del costo de mantenimiento	116
Cuadro N° 86	Temperatura ambiental mensual en San Juan de Miraflores.....	119
Cuadro N° 87	Parámetros de combustión recomendados, para la operación de las calderas ATA de 125 BHP.....	124
Cuadro N° 88	Límites de emisiones de las turbinas de gas utilizadas en ciclo abierto para la generación eléctrica.....	125
Cuadro N° 89	Niveles máximos permisibles de emisión de efluentes líquidos para las actividades de electricidad.....	126
Cuadro N° 90	Rendimientos globales promedio de alternativas en GD.....	129
Cuadro N° 91	Indicadores económicos de alternativas seleccionadas.....	130
Cuadro N° 92	Influencia de la variación del precio del gas natural.....	130
Cuadro N° 93	Influencia de la variación del precio de la energía eléctrica importada.....	130
Cuadro N° 94	Influencia de la variación del precio de la energía eléctrica exportada.....	131
Cuadro N° 95	Influencia de la variación de la inversión estimada.....	131
Cuadro N° 96	Influencia de la variación del costo de mantenimiento	131

RELACIÓN DE FIGURAS.

Figura N° 1:	Concepción tradicional de la industria eléctrica.....	18
Figura N° 2:	La nueva concepción de la industria eléctrica.....	19
Figura N° 3:	Esquema general de una turbina a gas.....	21
Figura N° 4:	Vista en sección de una turbina a gas.....	22
Figura N° 5:	Esquema general de un motor reciprocante.....	22
Figura N° 6:	Grupo generador diesel Katerpillar de 16 cilindros.....	22
Figura N° 7:	Esquema general de una microturbina.....	23
Figura N° 8:	Vista de una microturbina Capstone C60.....	23
Figura N° 9:	Esquema general de una celda de combustible.....	24
Figura N° 10:	Módulo de generación con celdas de combustible.....	24
Figura N° 11:	Esquemas de cogeneración.....	26
Figura N° 12:	Esquema de cogeneración con un motor reciprocante.....	26
Figura N° 13:	Esquema de cogeneración con una turbina de vapor a contrapresión.....	27
Figura N° 14:	Esquema de cogeneración con extracción – condensación.....	28
Figura N° 15:	Esquema de cogeneración con turbina a gas.....	29
Figura N° 16:	Esquema de cogeneración con ciclo combinado.....	30
Figura N° 17:	Consumo de energía por procesos en la planta hospitalaria.....	35
Figura N° 18:	Sistema de suministro de vapor del hospital.....	36
Figura N° 19:	Consumo diario de vapor para esterilización.....	37
Figura N° 20:	Consumo diario de vapor para lavandería.....	38
Figura N° 21:	Lavadora de revoluciones con vapor.....	39
Figura N° 22:	Secadora de ropa con vapor de contacto directo.....	39
Figura N° 23:	Planchadora calandria para ropa.....	40
Figura N° 24:	Planchadora de vapor para ropa.....	40
Figura N° 25:	Consumo diario de vapor para cocción de alimentos.....	41
Figura N° 26:	Marmitas para cocción de alimentos.....	41
Figura N° 27:	Consumo diario de vapor para otros usos.....	42
Figura N° 28:	Consumo mensual de vapor (2004).....	43
Figura N° 29:	Consumo mensual de combustible (2004).....	45
Figura N° 30:	Consumo mensual de energía eléctrica (2004).....	46
Figura N° 31:	Demanda típica de potencia diaria.....	49
Figura N° 32:	Estructura de tarifas del gas natural de Camisea.....	55
Figura N° 33:	Interacción entre los agentes del mercado eléctrico.....	57
Figura N° 34:	Relación calor / energía eléctrica vs eficiencia	69
Figura N° 35:	Costo específico del gas natural (Categoría “C”)	74
Figura N° 36:	Costo específico del gas natural (Categoría “D”)	75
Figura N° 37:	Diagrama de flujo del proceso de evaluación de factibilidad.....	80
Figura N° 38:	Demanda diaria de vapor de la planta	95
Figura N° 39:	Esquema de disposición interna de las partes de la microturbina ST5.....	112
Figura N° 40:	Hospital María Auxiliadora.....	121
Figura N° 41:	Alrededores del Hospital María Auxiliadora.....	122

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se concentrará en la aplicación de la Generación Distribuida (GD) en el sector servicios, proyectado al rubro de los hospitales, desarrollando un caso específico: el Hospital María Auxiliadora.

Dentro del desarrollo de la presente investigación, se ha estructurado su contenido de tal manera que los diferentes capítulos en que se ha dividido, tengan una secuencia lógica.

El Capítulo I trata básicamente de la forma como se va a desarrollar el trabajo de investigación; el Capítulo II, aborda el tema de la Generación Distribuida, conceptos relacionados, tecnologías y el panorama de desarrollo en el Perú; el Capítulo III, trata del Hospital María Auxiliadora, abordando su operación desde el punto de vista energético, mostrando sus demandas de energía y procesos; el Capítulo IV, muestra el contexto normativo actual que envuelve a la GD; el Capítulo V, presenta el análisis tarifario a aplicarse en dicha investigación; Capítulo VI, analiza la factibilidad técnica-económica de las alternativas de GD para suplir las demandas del Hospital; el Capítulo VII, contempla la evaluación de impacto ambiental de la alternativa seleccionada; y finalmente en el Capítulo VIII, se muestran las conclusiones y recomendaciones del trabajo de investigación.

OBJETIVOS.

Objetivo general del estudio.

El objetivo general del presente trabajo de investigación es efectuar un análisis de viabilidad de las tecnologías de Generación Distribuida (GD), basadas en Gas Natural y su implantación como alternativa para suplir las demandas de energía térmica y eléctrica del Hospital María Auxiliadora.

Objetivos específicos del estudio.

- Mostrar la tendencia cada vez más creciente en el mundo a optar por sistemas de GD, debido a un cambio de concepción de la industria eléctrica en el campo de la generación.
- Efectuar un análisis de la competitividad de la GD en el sector energético del mercado Peruano y específicamente su aplicación en hospitales que poseen una demanda de energía térmica y eléctrica considerable.
- Evaluar la factibilidad técnica, económica y ambiental de las principales tecnologías de GD seleccionadas para suplir las demandas del Hospital María Auxiliadora.
- Analizar el marco normativo actualmente en desarrollo y aportar comentarios y sugerencias para mejorarlo.

CAPITULO I

ANTECEDENTES Y METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

1.1 Introducción.

Ante el gran potencial que representa la utilización del Gas Natural como combustible industrial, la Generación Distribuida (GD) surge como una alternativa a la Generación Tradicional en el ámbito de Lima Metropolitana, no solo por el bajo costo de producción de energía, sino por múltiples factores técnicos y ambientales que se revisarán en este documento.

Como se sabe en las últimas décadas se ha producido un cambio radical en el comportamiento de los factores que han sostenido por muchos años un desarrollo exitoso de la generación eléctrica tradicional, entendida ella como aquella generación que requiere del sistema de transmisión eléctrica para llegar al sistema de distribución, a diferencia de la generación distribuida que no requiere de la transmisión, ya que se produce lo más cerca al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica.

La Generación Distribuida puede aplicarse a los diferentes sectores de consumo (industrial, comercial, residencial y servicios), dependiendo del rango de potencia y consumo de energía que se requiera. El sector residencial es uno de los sectores que no se han contemplado aún para aplicar sistemas de GD, dado que en el Perú este sector no se ha desarrollado de manera que permita su aplicación.

Según algunas fuentes (OSINERG y empresas consultoras), uno de los sectores con mayores posibilidades de aplicación de la Generación Distribuida, es el sector servicios. Este sector esta compuesto por diferentes rubros, como por ejemplo el de servicios de agua potable, comunicaciones, hospitales, etc.

1.2 Metodología General.

Para la determinación de la aplicabilidad de una planta de GD en el Hospital María Auxiliadora, se ha seguido el siguiente procedimiento, el cual es aplicable a cualquier otro establecimiento que posea similares condiciones:

1. En primer lugar se ha definido el ámbito de estudio, el cual queda limitada al área geográfica de Lima; esto tiene especial importancia, debido a que las redes de gas aún no se han desarrollado en otros puntos de nuestro país y particularmente no en todos los distritos de la ciudad de Lima.
2. Para seleccionar una planta (hospitalaria) y asegurar la aplicación de alguna tecnología de GD en esta, se ha recabado información de su demanda de energía eléctrica anual y de su demanda de energía térmica (documentos relevantes proporcionados por el hospital – año 2004).
3. Una vez seleccionada la planta a investigar, se procedió a efectuar una encuesta energética.
4. En base a la información recabada, se procedió a realizar un análisis energético de la situación que actualmente atraviesa la planta hospitalaria.
5. Con los datos obtenidos de la encuesta, datos técnicos y económicos básicos, se han planteado las alternativas tarifarias correspondientes y seleccionado la mejor opción, obteniéndose un perfil del estado de operación actual de la planta (Alternativa Base).
6. Teniendo como base equipos de generación disponibles en el mercado, se han planteado Alternativas de Generación Distribuida, que satisfagan las demandas de la Alternativa Base.
7. Se ha analizado la factibilidad técnica y económica de las alternativas propuestas, tomando como referencia la Alternativa Base.
8. Del análisis de factibilidad, se han separado las Alternativas Factibles.
9. Comparando entre sí las Alternativas Factibles, se ha seleccionado la que posee los mejores indicadores económicos y de operación.
10. Para la evaluación de puesta en marcha y operación, se han realizado balances energéticos y económicos para la Alternativa Factible.
11. Finalmente se ha analizado el impacto ambiental de la alternativa seleccionada.

CAPITULO II

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.1 Objetivos del presente capítulo.

El presente capítulo, tiene por objetivo dar a conocer los conceptos que están relacionados con la generación distribuida y su presencia cada vez más creciente en el mundo. Además se muestran las diferentes tecnologías aplicadas en este campo, sus beneficios y el desarrollo que han alcanzado en diversos países.

Los objetivos específicos son:

- Dar a conocer los conceptos generales relacionados con la generación distribuida.
- Determinar un rango de aplicabilidad de las tecnologías, acorde con nuestra realidad.
- Mostrar las ventajas y características de las diferentes tecnologías convencionales y no convencionales de GD con gas natural.
- Mostrar las ventajas comparativas de la generación distribuida frente a la generación tradicional y dar a conocer la nueva tendencia actual.

Se analizara la competitividad de las tecnologías de generación distribuida en el mundo, y su aplicabilidad en el Perú; proyectada básicamente al aprovechamiento del gas natural de Camisea.

2.2 Antecedentes.

El término ***Generación Distribuida (GD)*** es relativamente nuevo, sin embargo el concepto al cual se refiere (es decir aquella generación o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar, comprar o vender, con la red eléctrica), tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica.

Como se sabe, en las primeras aplicaciones de abastecimiento de electricidad, las distancias entre los generadores y los consumos asociados a ellos eran cortas, pues el generador eléctrico era colocado muy cerca del dispositivo que lo utilizaba. Esta ***Generación de Punto a Punto*** se realizaba tanto para satisfacer las cargas domésticas como las industriales; sin embargo en la medida que fueron creciendo las aplicaciones de la energía eléctrica, se vio la necesidad de buscar nuevos esquemas tecnológicos.

Después, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, los sistemas de abastecimiento de electricidad evolucionaron hacia el esquema de ***Generación Centralizada***, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor. Sin embargo, se tenían restricciones tecnológicas como lo eran los generadores eléctricos de corriente continua y su transporte máximo por la baja tensión, que era de 30 a 60 kilómetros.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de Generación Centralizada, ya que las grandes centrales termoeléctricas e hidroeléctricas (concebidas así debido a las economías de escala involucradas), se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro de combustible y agua.

La gran diferencia de eficiencia entre una gran central de generación frente a una pequeña, en aquel momento, sumado al hecho de que el margen de reserva que se debía tomar en el primer caso era menor que si se instalaba la misma potencia en forma distribuida, dieron por resultado la actual concepción de los sistemas eléctricos. Es decir, un sistema eléctrico con generadores de gran tamaño, cuya energía debe ser necesariamente transportada hacia la demanda mediante grandes redes de transmisión.

Esta lógica de desarrollo ha sido sistemáticamente incentivada por el hecho que los costos de los sistemas de transmisión han sido menores que los beneficios que generan las economías de escala en la generación. Por tanto, en esencia, la existencia de economías de escala en la generación y el hecho que su magnitud haya sido tal que superan los costos de inversión en la transmisión, han sido los factores determinantes de la topología de los circuitos eléctricos actuales.

En el Perú, las primeras aplicaciones de la generación eléctrica se dan en Lima, para la iluminación; cuando por concesión municipal, el 15 de mayo de 1886 se inauguró el alumbrado público eléctrico que iluminó la Plaza de Armas, los jirones Unión y Carabaya, el puente, la bajada del puente y la Plaza de la Recoleta. La corriente procedía de una planta a vapor de 500 hp instalada frente al Parque Neptuno, hoy Paseo de la República. Luego vendría la Planta Térmica en Limatambo con la cual se dio abastecimiento al primer ferrocarril eléctrico del Perú, inaugurada en 1904. También durante esa época se construyeron las primeras centrales hidroeléctricas: Chosica y Yanacoto; posteriormente vendrían las centrales térmicas de Santa Rosa, que se fue ampliando paulatinamente, y las centrales hidroeléctricas instaladas en las cuencas de los ríos Santa Eulalia y Rimac que hoy conocemos: Huampaní, Moyopampa, Callahuanca y Huinco.

Durante este período de desarrollo energético, surgen también las primeras industrias; entre ellas las azucareras del norte que implantan sistemas de generación distribuida del tipo cogeneración para autoabastecimiento de energía eléctrica y térmica para sus procesos industriales; las explotaciones mineras que para su desarrollo también construyen sus propias plantas de generación, tales como la Planta Térmica de Ilo, instalada por la compañía minera Southern Perú Cooper Corporation. Aquí en Lima, las industrias también empiezan con su propia generación, tal es el caso de la ex-empresa de fertilizantes FERTISA que instala una central térmica a vapor.

A finales de la década de los 50 la configuración de la generación eléctrica en las industrias del Perú era preponderantemente distribuida (autogeneradores); para las ciudades se tenía las centrales eléctricas de mediana capacidad instaladas no muy lejos de ellas; tal es el caso de Lima, respecto de las centrales de la cuenca del Rimac y Santa Eulalia.

En la década de los 60s y los 70s, se inicia en el Perú el desarrollo de los grandes proyectos hidroeléctricos y con ello el desarrollo de los sistemas interconectados los cuales son implementados por el estado para luego ser entregados en concesión a la empresa privada, que mediante compromisos de inversión continuó instalando más centrales especialmente térmicas hasta llegar a la situación actual en la que se proyecta un desarrollo masivo de plantas de generación termoeléctrica basadas en el uso del gas natural de Camisea; especialmente mediante turbinas a gas y plantas de ciclo combinado.

2.3 Generación Distribuida.

2.3.1 Definición de la Generación Distribuida.

Si bien es cierto, no existe una definición definitiva de lo que es la Generación Distribuida, y diversos autores han tratado de explicar el concepto, llegando todos de una manera u otra a la siguiente definición:

“La Generación Distribuida, es la generación de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica, y en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética”.

2.3.2 Características de la Generación Distribuida.

En el siguiente cuadro se resumen las características más saltantes de las tecnologías de Generación Distribuida, indistintamente del combustible que utilizan para generar energía:

Cuadro N° 1 Características de la generación distribuida	
Beneficio	Descripción
Modularidad	El tamaño de los sistemas de generación distribuida puede ajustarse, agregando o retirando unidades, para ajustarse a la demanda.
Instalación rápida	La electricidad a pequeña escala puede planearse, localizarse y construirse más rápidamente que los sistemas más grandes, reduciendo los riesgos de exceso de capacidad, los largos periodos de construcción y la obsolescencia tecnológica.
Diversidad de combustibles y reducida volatilidad de los precios	La generación distribuida es más diversa y se basa en varias fuentes renovables, reduciendo la exposición a las fluctuaciones de los precios de los combustibles fósiles.
Fiabilidad y elasticidad	Las numerosas plantas más pequeñas es poco probable que fallen simultáneamente, tienen paradas más cortas, son más fáciles de reparar, y geográficamente están más dispersas.
Evitan la construcción de centrales y redes, pérdidas y conexiones	La electricidad a pequeña escala evita la construcción de nuevas centrales, reduce las pérdidas de la red, y retrasa o evita la necesidad de construir nuevas redes y conexiones.
Control local y regional	La generación distribuida posibilita el control y la opción local, y permite el uso de fuentes energéticas locales, impulsando el desarrollo económico regional.
Evita emisiones y reduce el impacto ambiental	La electricidad a pequeña escala generalmente emite cantidades más bajas de partículas, azufre y óxidos de nitrógeno, y dióxido de carbono, y tiene un impacto ambiental más bajo en el territorio y en el suministro y calidad del agua.

Fuente: Elaboración propia.

2.3.3 Rango de aplicación de la Generación Distribuida.

Como se vio anteriormente, el concepto de generación distribuida varía de autor en autor y más aún, por ser un concepto nuevo no se ha llegado a fijar un rango de aplicación, y el criterio para calificar a ciertas plantas como “relativamente más pequeñas a las centrales de generación” es muy subjetivo y varía según el lugar del mundo donde uno se encuentre.

En la actualidad, muchos autores sitúan a la GD en un rango menor a 500 kW; otros entre 1 MW y 5MW. Algunos sitúan el rango de aplicación solo fijando el límite entre 20 MW o 100 MW.

Observando lo anterior, podemos decir que para nuestra realidad (capacidad de centrales eléctricas y consumos de energía en el sector industrial) y la capacidad de sistemas de GD aplicables a nuestro medio, el rango de aplicación se sitúa entre los 50kW y los 10MW.

Para el presente estudio, el rango de aplicación de la Generación Distribuida se sitúa entre los 50kW y los 10MW

2.3.4 Beneficios de la Generación Distribuida.

La aplicación de las Generación Distribuida produce beneficios para el usuario y para la red eléctrica. Dichos beneficios se muestran a continuación:

Beneficios para el usuario:

- Mayor confiabilidad del servicio de energía eléctrica.
- El usuario selecciona su fuente de aprovisionamiento más conveniente, de menor costo y mejor calidad.
- Permite obtener una mayor predicción del costo de la energía.
- Mejor control y administración de la fuente de energía y de las cargas, incrementando el rendimiento.
- Permite la cogeneración en el lugar de consumo, optimizando la eficiencia energética.
- Permite el uso del combustible disponible en el lugar: gas natural, gas licuado/propano, gas-oil, kerosene, etc., así como combustibles que se desechan de otros procesos, como gases de basura, biogás, gas de pozos petroleros, plataformas offshore, etc.
- Menor contaminación ambiental.
- Mayor velocidad de repuesta a aumentos de la demanda.

Beneficios para la red:

- Generación y almacenamiento cercanos al lugar de consumo: implica menores pérdidas de energía en los sistemas de transmisión y distribución.
- Reduce las inversiones iniciales. La inversión se realiza a medida que crece la demanda de energía.
- Menor riesgo financiero.
- Reduce el congestionamiento de las líneas de transmisión.
- Reduce o difiere ampliaciones y actualizaciones técnicas en la infraestructura de las redes de distribución de energía.
- Permite la óptima utilización de la red existente.
- Permite una mejor administración de activos.
- Incrementa la confiabilidad de las redes.
- Mejora la estabilidad de la tensión de la red eléctrica.
- Introduce reservas de contingencia y de stand-by.

2.4 Generación Tradicional Vs. generación Distribuida.

A continuación se analizarán algunos aspectos comparativos entre la Generación Tradicional y la Generación Distribuida los cuales nos darán una mejor comprensión de la tendencia actual en el mercado mundial de la generación eléctrica.

2.4.1 Concepción tradicional de la industria eléctrica.

El sistema eléctrico tradicional, esta dispuesto de la siguiente forma: grandes plantas de generación (generalmente ubicadas lejos de la demanda) y grandes redes de transmisión que llevan la energía generada hacia ella.

En esta concepción, la industria eléctrica esta conformada de cuatro etapas: Generación, Transmisión, Distribución y Consumo. El flujo de energía dentro de esta concepción, es unilateral, como se muestra en la siguiente figura:

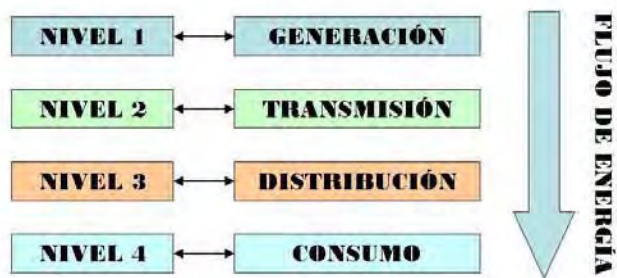


Figura N° 1: Concepción Tradicional de la Industria Eléctrica.

2.4.2 Crecimiento del sistema según la concepción tradicional.

Dentro del sistema tradicional la demanda crece en forma sostenida, lo que significa el crecimiento de la industria de generación eléctrica en forma permanente.

Esta concepción tradicional implica el crecimiento del sistema implica la instalación de nuevas plantas generadoras en el Nivel 1 (ver Figura N° 1), en forma más o menos continua en el tiempo, y la ampliación de las redes de transporte y distribución de energía (Nivel 2 y Nivel 3), también en forma continua pero con menor frecuencia.

El crecimiento del sistema eléctrico peruano, esta basado en la concepción tradicional, de tal manera que se ha contemplado a nivel de planeamiento un programa de equipamiento que se refleja en el Plan Referencial de Electricidad (2003 – 2012) que formula el Ministerio de Energía y Minas.

2.4.3 La nueva concepción de la Industria Eléctrica.

En la nueva concepción de la industria eléctrica, la generación no es exclusiva del Nivel 1 y el flujo de energía no es unidireccional como en la Figura N° 1. Por el contrario, en la actualidad tenemos un esquema como el mostrado en la Figura N° 2.

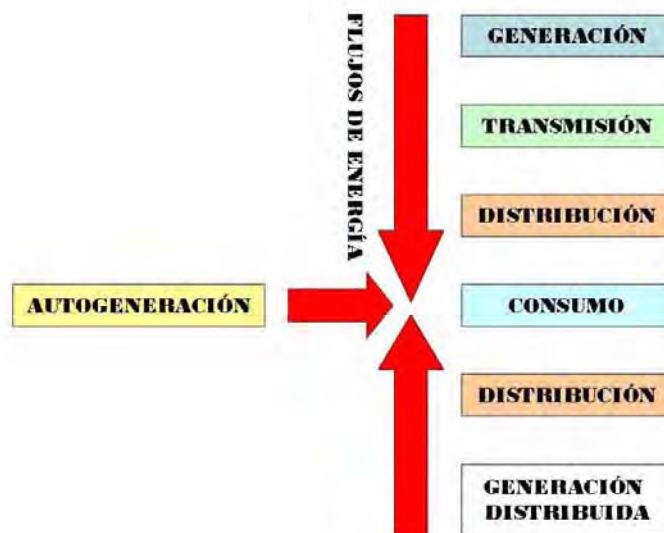


Figura N° 2: La nueva concepción de la industria eléctrica.

En este nuevo esquema, una parte de la energía demandada es proporcionada por los generadores centrales convencionales, mientras que otra es producida mediante GD. Diferenciamos en el esquema la autogeneración de energía, es decir aquellos casos en que un consumidor produce energía eléctrica para sí mismo, aunque podemos considerarlo también GD.

Teniendo en cuenta la magnitud del mercado eléctrico nacional, sus agotadas posibilidades de explotar un recurso natural concentrado, la capacidad del mercado nacional de capitales y el acelerado avance tecnológico en la mejora de la eficiencia y el control eléctrico de los nuevos generadores, se presenta un marco más que promisorio para aventurar una nueva configuración eléctrica en el Sistema Eléctrico de Potencia Nacional.

2.4.4 Perspectivas de la Generación Distribuida en la nueva concepción de la industria eléctrica.

Dentro de la nueva concepción de la industria eléctrica, que ha sido descrita anteriormente, el crecimiento de la demanda se puede satisfacer de dos maneras:

- Instalando una generación central convencional y ampliando las redes de transmisión eléctrica.

- Instalando sistemas de Generación Distribuida (GD).

Para resolver un problema técnico-económico como este, debemos revisar algunas consideraciones generales:

1. Una gran central moderna conectada en la red de transmisión siempre será más eficiente que una pequeña central moderna distribuida (las economías de escala existen cuando se aumentan las dimensiones de un generador en múltiples magnitudes). Sin embargo, en una de las magnitudes claves, la eficiencia, las diferencias pueden no ser muy importantes.
2. Incluso, si lo que se pretende es repotenciar una vieja planta generadora, probablemente los costos asociados sean mayores que si se instala una nueva planta generadora distribuida. Esto se debe a que una de las características de los generadores distribuidos es que se producen en fábrica en forma modular y estándar, luego se instalan fácilmente en sitio, lo que reduce notablemente sus costos.
3. En la evaluación de las opciones, los costos exactos que se deben evaluar son aquellos de la planta de GD contra los de la planta generadora convencional más la red de transporte asociada a esta última, tanto en costos fijos como en mantenimiento y pérdidas acumuladas. Como ya se observó, por estar cerca de la demanda, la GD no utiliza la red de transmisión y por lo tanto evita los costos asociados con ésta.
4. Es importante observar también que mientras que los costos globales de construcción de las redes de transporte se han incrementado, debido al aumento en el costo de la mano de obra de las restricciones de servidumbre, estéticas y de diseño, por el contrario, los costos en la GD han caído, ya que estas plantas se construyen en forma estándar y tienen gran modularidad.
5. Además de las consideraciones anteriores, debe tenerse en cuenta que la GD puede presentar beneficios adicionales al sistema eléctrico y a los usuarios como se trató en el punto 2.3.4 de este capítulo.

Como consecuencia, la GD presenta varias ventajas frente a la generación central convencional. Sin embargo, la decisión final deberá ser resultado de un estudio detallado para el caso particular en consideración.

2.5 Tecnologías de Generación Distribuida con Gas Natural.

2.5.1 Clasificación de las Tecnologías de Generación Distribuida.

El éxito de la difusión y fomento de la GD radica en la existencia de tecnologías de punta que permiten, para potencias pequeñas, generar energía eléctrica en forma eficiente, confiable y de calidad.

Las tecnologías de generación distribuida con gas natural se pueden dividir en convencionales y no-convencionales atendiendo al grado de comercialización que ostentan:

- | | |
|---------------------------|--|
| Convencionales: | - Turbinas a Gas.
- Motores Reciprocantes.
- Turbinas a vapor. |
| No-convencionales: | - Microturbinas a gas.
- Celdas de combustible. |

Es importante anotar que la modalidad de generación combinada de calor y electricidad (**cogeneración**) resulta atractiva para mejorar la eficiencia del sistema energético, reducir emisiones contaminantes y disminuir costos. En principio, es posible operar en la modalidad de cogeneración tanto con tecnologías convencionales como con algunas no-convencionales.

a) Tecnologías Convencionales.

Turbina a gas.

Este sistema consta de una turbina a gas, un compresor de aire, una cámara de combustión y un generador de electricidad acoplado a la turbina. El aire es aspirado y comprimido en el compresor para ser mezclado con el combustible en la cámara de combustión. Los gases de esta combustión se expanden en la turbina a gas produciendo el intercambio entálpico que acciona el generador de energía eléctrica. Así mismo, el calor residual de los gases de combustión se puede utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente. (Ver Figura N° 3 y 4)

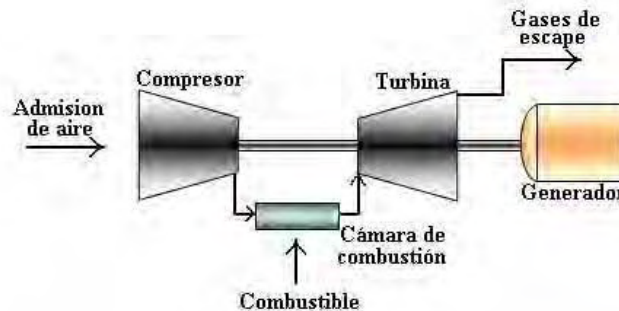


Figura N° 3: Esquema general de una turbina a gas.

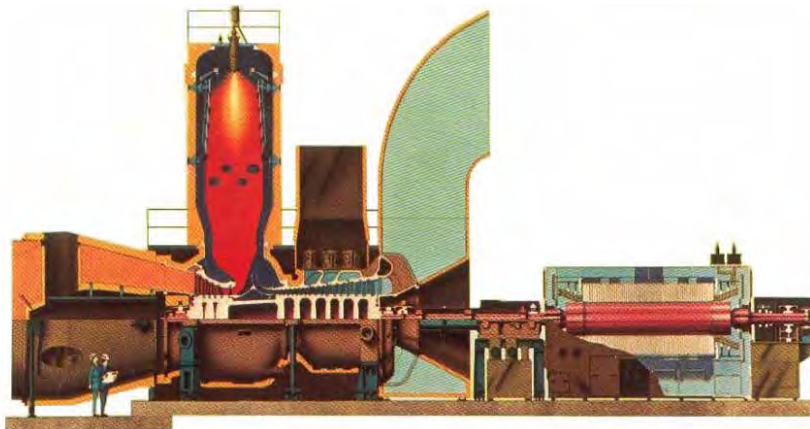


Figura N° 4: Vista en sección de una turbina a gas.

Motores Reciprocantes.

Este sistema consta de un motor de desplazamiento positivo o alternativo y un generador acoplado. En el motor, el aire es aspirado y luego mezclado con el combustible. El proceso de compresión realizado por el pistón y una chispa provocan la combustión de la mezcla, ocasionando el movimiento alternativo del pistón, que se transforma en energía mecánica de rotación, lo cual va a accionar eje del generador de energía eléctrica. (Ver Figura N° 5 y 6)

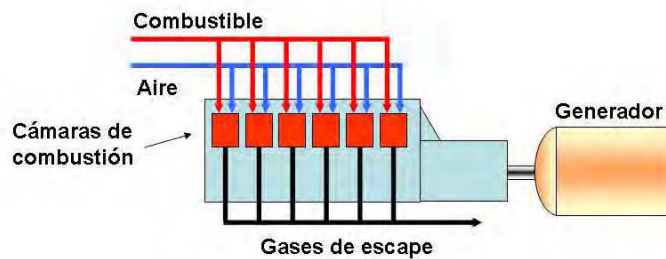


Figura N° 5: Esquema general de un motor reciprocante.



Figura N° 6: Grupo Generador Diesel Katerpillar de 16 cilindros.

b) Tecnologías No Convencionales.

Microturbinas

El principio de operación de las microturbinas es similar al utilizado en las turbinas a gas de gran capacidad. El aire es admitido y comprimido para luego ser mezclado con combustible. Los gases de la combustión son utilizados para accionar una pequeña turbina a gas la cual a su vez acciona el generador de energía eléctrica. El calor residual de los gases de escape es utilizado para precalentar el aire a través de un recuperador de calor a fin de elevar su temperatura antes de su ingreso a la cámara de combustión. (Ver Figura N° 7 y 8).

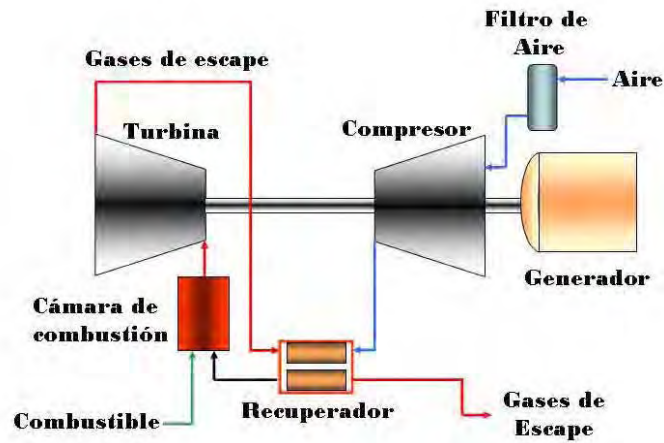


Figura N° 7: Esquema general de una Microturbina.



Figura N° 8: Vista de una Microturbina Capstone 60.

Celdas de Combustible.

La tecnología de celdas de combustible puede ser utilizada para generar energía eléctrica a partir de la reacción de algunas sustancias químicas, sin necesidad de combustión y sin producir ruido o contaminación. Puede utilizarse gas natural como carga de alimentación.

Son esencialmente baterías con electrodos consumibles. Fueron inicialmente utilizadas en aplicaciones aeroespaciales, veinte años después, estas han pasado a reducir costos y a hacer económicamente viables para aplicaciones estacionarias de sistemas de generación distribuida. (Ver Figura 9 y 10).

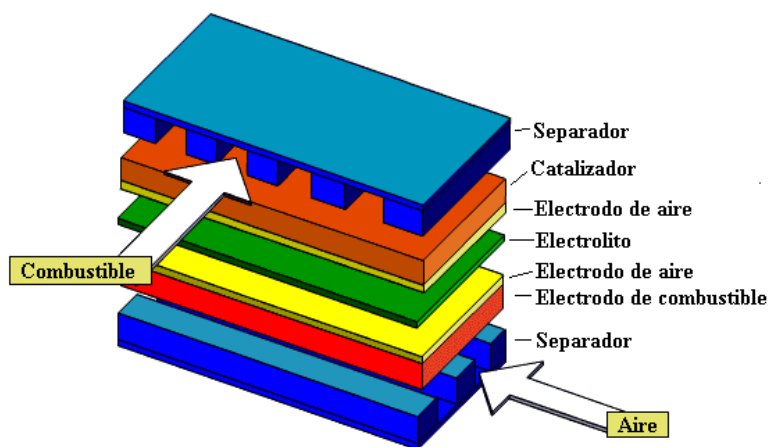


Figura Nº 9: Esquema general de una celda de combustible.



Figura Nº 10: Módulo de Generación con celdas de combustible.
En el lado izquierdo se extrae hidrógeno del Gas Natural.
Las baterías, celdas de combustible, intercambiador de calor, compresor y panel de control se localizan a la derecha.

2.5.2 Cogeneración.

Esta tecnología produce en forma secuencial energía eléctrica y térmica, donde esta última es útil a los procesos productivos en forma de un fluido caliente (vapor, agua, gases), obteniendo eficiencias globales de más del 80%.

La capacidad de los sistemas de cogeneración es muy amplia, debido al hecho de que utiliza varias tecnologías de generación distribuida, existiendo sistemas de unos cuantos kilowatts, hasta las grandes plantas de ciclo combinado de cientos de megawatts.

Clasificación de los sistemas de cogeneración.

Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en:

A. *Sistemas superiores o de “cabeza” (Topping Cycles).*

B. *Sistemas inferiores o de “cola” (Bottoming Cycles).*

Los sistemas ***superiores de cogeneración***, que son los más frecuentes, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón.

A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica y la energía térmica resultante, el denominado calor residual como vapor o gases calientes, es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, que constituyen el segundo escalón.

Los sistemas superiores, se utilizan principalmente en la industria textil, petrolera, de procesamiento de celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde los requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 °C a 600 °C.

En los ***sistemas inferiores*** la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón.

Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos resultan calores residuales del orden de 900 °C que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

Otra clasificación generalmente empleada para los sistemas de cogeneración, es la que se basa en el tipo de motor empleado para generar la energía eléctrica, con la cual se tiene lo mostrado en la Figura N° 11.

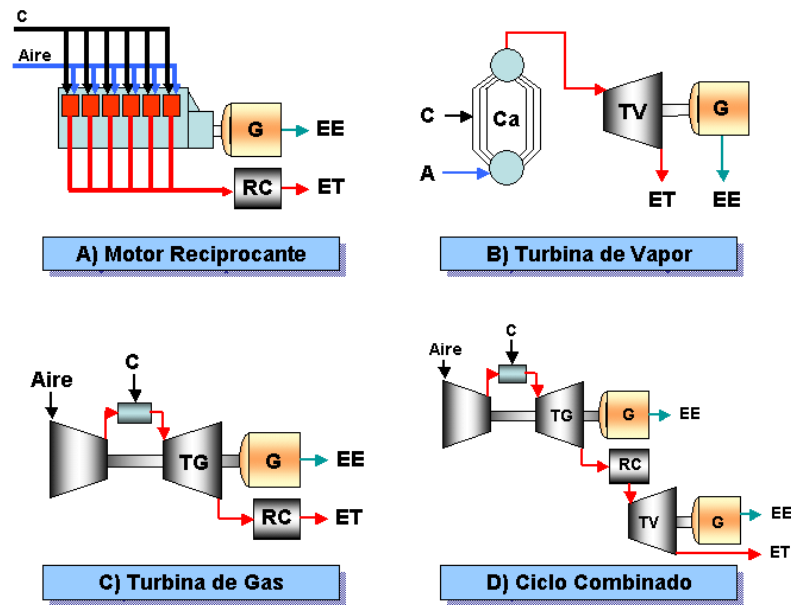


Figura N° 11: Esquemas de Cogeneración (Topping Cycles)

a) Cogeneración con Motor Reciprocante.

Este sistema arroja la mayor generación eléctrica por unidad de combustible consumido, alrededor del 34% al 40%, aunque los gases residuales son de baja temperatura: 200 a 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas. Con los gases residuales, se puede producir vapor de baja presión (alrededor de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80 °C a 100 °C (Ver Figura N° 12).

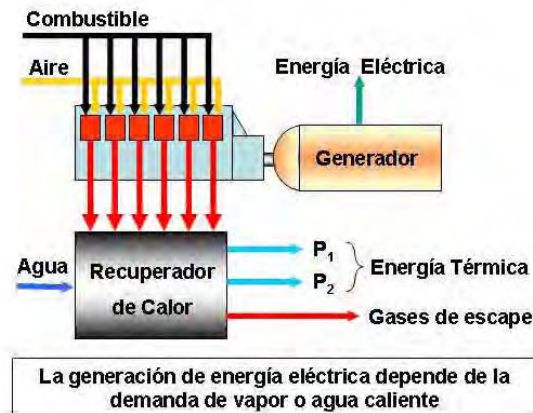


Figura N° 12: Esquema de cogeneración con un Motor de Reciprocante.

Entre las principales ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de motores reciprocantes son:

Cuadro Nº 2 Ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de motores reciprocantes	
Ventajas	Desventajas
Alta eficiencia de producción de energía eléctrica (hasta 40%). Eficiencia global del sistema del orden del 70% (promedio). Bajo costo de inversión. Vida útil larga (25 años). Capacidades desde 15 kW a mayores de 20,000 kW. Alta eficiencia a baja carga. Consumo medio de agua de enfriamiento. Requiere de poco espacio para su instalación	Altos costos de mantenimiento. Baja temperatura de la energía térmica producida. Recuperación de energía térmica dispersa

b) Cogeneración con Turbina a Vapor.

En este sistema la energía mecánica se produce por la turbina mediante la expansión del vapor de alta presión, generado en una caldera convencional.

Bajo este sistema la generación de energía eléctrica por unidad de combustible es menor que en la turbina de gas (generalmente del orden de 15%), aunque la eficiencia global del sistema es más alta (del 85 al 90%) que en la turbina de gas, ya que produce energía térmica del orden del 75%.

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación. En las turbinas de contrapresión su principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como la torre de enfriamiento (ver Figura Nº 13).

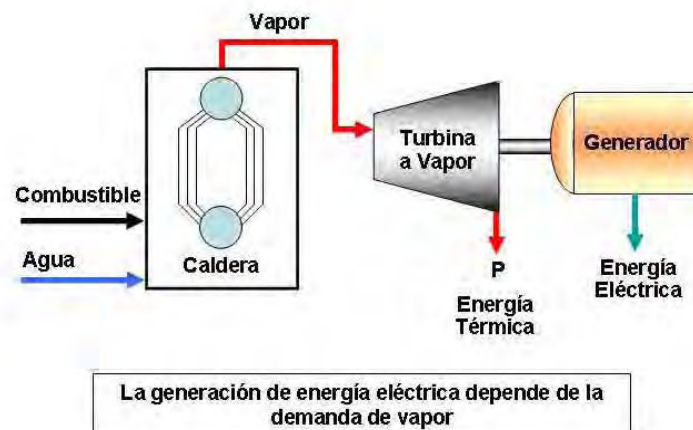


Figura Nº 13: Cogeneración con Turbina de Vapor a Contrapresión.

En la turbina de extracción /condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida del condensador (ver Figura N° 14).

Respecto a las turbinas de condensación, la salida de vapor expandido en la turbina pasa al condensador a una presión, normalmente, inferior a la presión atmosférica.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.

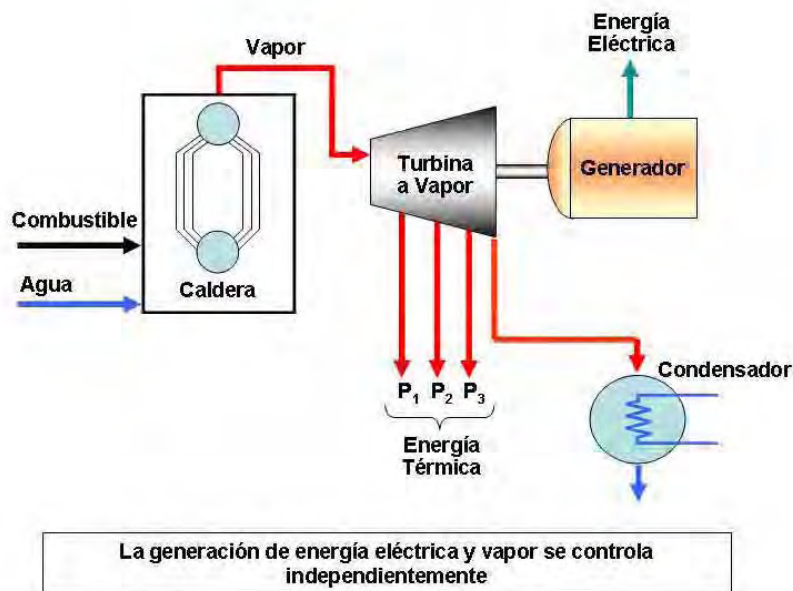


Figura N° 14: Cogeneración con Turbina de Vapor con Extracción-Condensación.

Cuadro N° 3 Ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de Turbinas a Vapor	
Ventajas	Desventajas
Capacidades de 500 kW hasta de 100 000 kW o más. Eficiencia global del sistema alta, (90%). Alta seguridad de operación. Vida útil larga (25 años).	Altos costos de inversión. Tiempo de arranque muy lento. Baja relación de energía eléctrica/energía térmica (15%).

c) Cogeneración con Turbina a Gas.

En este sistema el combustible es quemado en una cámara de combustión, de la cual los gases generados son introducidos a la turbina, para convertirse en energía mecánica, la que podrá ser transformada en energía eléctrica usando un generador.

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650° C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a los procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15% al 16%, y debido a su alta temperatura suelen ser empleados a su vez, para producir otro fluido caliente como vapor, aire, o agua (ver Figura N° 15).

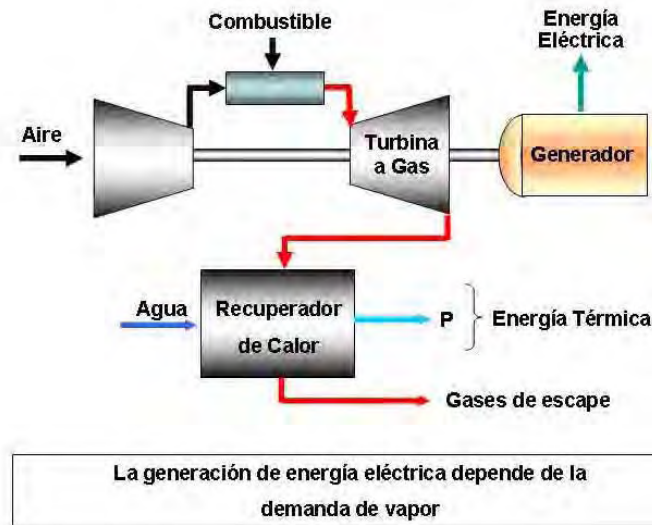


Figura N° 15: Esquema de Cogeneración con Turbina de gas.

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, presentando las ventajas y desventajas siguientes:

Cuadro N° 4 Ventajas y desventajas de un sistema de cogeneración con turbina de gas.	
Ventajas	Desventajas
Amplia gama de capacidades, desde 500 kW hasta 265 MW. Altas eficiencias de conversión de energía térmica. Eficiencias de conversión a energía eléctrica del 27%. Alcanza eficiencias globales arriba del 80%. Alta seguridad de operación. Bajo costo relativo de inversión. Tiempo corto de arranque. Requiere de poco espacio.	Baja eficiencia en carga parcial Vida útil relativamente baja Limitantes en cuanto al combustible usado.

d) Cogeneración con Ciclo Combinado.

Se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión a través de una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar a la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones directamente en los procesos (ver Figura N° 16).

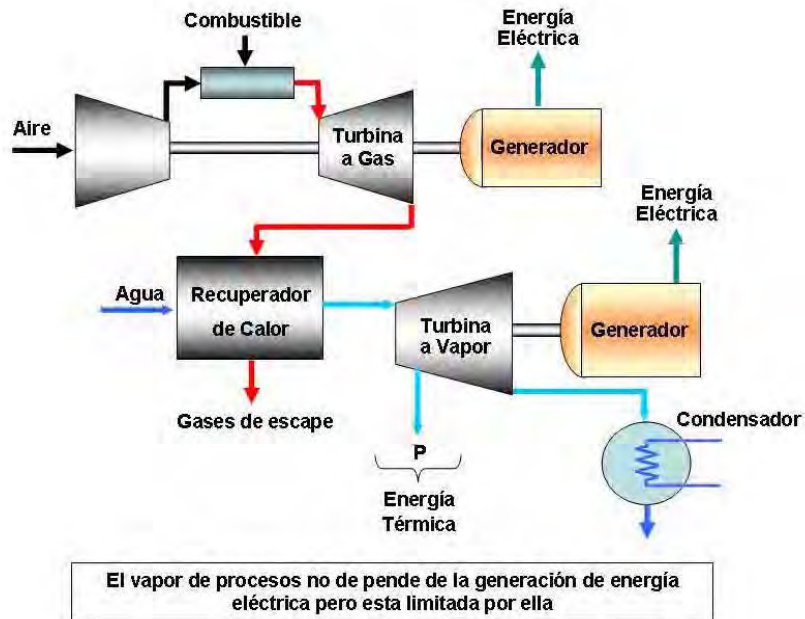


Figura N° 16: Esquema de Cogeneración con Ciclo Combinado.

El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón potencial/calor es alta. Sus principales ventajas y desventajas se muestran en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 5 Ventajas y desventajas de un sistema de cogeneración con Ciclo Combinado	
Ventajas	Desventajas
Reducción de costes energéticos para el usuario. Independencia de la red eléctrica y seguridad en el suministro. Mayor protección del medio ambiente. Las plantas de cogeneración cumplen con las normas medio ambientales más estrictas. Mayor eficiencia en la generación de energía, reducción de costes de transporte y distribución. Mejor adecuación entre oferta y demanda energética	Altos costos de inversión. Baja eficiencia en carga parcial Vida útil relativamente baja Limitantes en cuanto al combustible usado.

La aplicación correcta de cada sistema de cogeneración dependerá principalmente de la relación de energía térmica /eléctrica, del tiempo de operación anual, de los procesos y la variación de la demanda eléctrica, entre otros.

Los sistemas de cogeneración se pueden diseñar para abastecer la totalidad de la demanda térmica, o la demanda eléctrica, o una combinación de las anteriores, con la posibilidad de exportar los excedentes a la red o a otras empresas asociadas en un esquema de Generación Distribuida.

2.5.3 Aplicación de la Generación Distribuida en el Perú.

En el caso peruano, actualmente se está desarrollando toda una corriente para promoción de la cogeneración, enmarcada en el entorno de la GD. Los criterios de eficiencia energética de las normas emitidas, están basadas en la legislación española, que no están del todo ajustadas a nuestra realidad. Sin embargo, el marco normativo aún está en observación y está sujeto a cambios.

Sería interesante también generar normas ambientales, orientadas a promover el uso del gas natural en reemplazo de otros combustibles más contaminantes, contribuyendo así, no solo al uso eficiente de energía, sino también al desarrollo sostenible de nuestro parque industrial.

<p align="center">Cuadro N° 6 Características comparativas de las diferentes tecnologías de GD.</p>					
Tecnología	Motor Diesel	Motor a Gas Natural	Microturbina	Turbina a Gas	Celda de Combustible
Tamaño	30kW – 6MW	30kW - 6MW	30 - 400kW	0.5 - 30MW	100-3000kW
Costo Instalado (\$/kW)	600-1,000	700-1,200	1,200-1,700	400-900	4,000-5,000
Eficiencia Eléctrica (LHV)	30-43%	30-42%	14-30%	21-40%	36-50%
Eficiencia Global	~80-85%	~80-85%	~80-85%	~80-90%	~80-85%
Costos de Mantenimiento Total (\$/kWh)	0.005 – 0.015	0.007-0.020	0.008-0.015	0.004-0.010	0.0019-0.0153
Espacio (pie²/kW)	0.22-0.31	0.28-0.37	0.15-0.35	0.02-0.61	0.30
Emisiones (ppm)	NO _x : 380-488 CO: 27-62	NO _x : 38-705 CO: 89-178	NO _x : 9-50 CO: 9-50	NO _x : <9-50 CO:<15-50	NO _x : <1.08 CO: <0.89

Fuente: Distributed Energy Asociation.

CAPITULO III

SITUACIÓN ACTUAL DE LA PLANTA

3.1 Objetivos del presente capítulo.

El presente capítulo tiene por objetivo analizar la situación energética y de infraestructura actual del hospital, en búsqueda de las condiciones básicas para la implementación de un modelo de Generación Distribuida.

Los objetivos específicos son:

- Plantear la metodología a seguir para el desarrollo del estudio, y determinar un punto de referencia para evaluar la factibilidad de las diferentes alternativas a estudiar.
- Presentar el detalle del análisis energético para la selección de los principales equipos de generación distribuida.
- Determinar el nivel de consumo de combustibles y energía eléctrica, para posteriormente aplicar esta información en el diseño de la planta de generación distribuida, conforme a las condiciones operativas del hospital, y así producir un suministro confiable de energía eléctrica (cuyo excedente puede o no ser exportado a la red), y calor residual para la producción de vapor.
- Mostrar los diversos procesos que se desarrollan en la planta hospitalaria y los consumos de energía para el año base (2004).

3.2 Antecedentes.

El Hospital María Auxiliadora, dependencia del Ministerio de Salud del Perú, está ubicado en el Cono Sur de Lima, distrito de San Juan de Miraflores. Es una institución asistencial de Tercer Nivel que funciona como único centro hospitalario de referencia del Cono Sur de Lima Metropolitana, brindando Atención Integral Básica en los servicios de salud a la población de distritos urbano, marginal y rural que representan aproximadamente 2'012,634 habitantes.

El Hospital María Auxiliadora fue creado en 1980 durante el gobierno del arquitecto Fernando Belaunde Terry. Ubicado en la cuadra 9 de la Av. Miguel Iglesias en San Juan de Miraflores, viene prestando servicios de salud ininterrumpidamente desde el año 1981.

Cuadro N° 7 Datos generales del establecimiento	
Razón Social	HOSPITAL DE APOYO DEPARTAMENTAL MARIA AUXILIADORA
Dirección	AV. MIGUEL IGLESIAS N 988
Tipo de Institución	MINSA
Especialidad del Establecimiento	MEDICINA GENERAL
Sub Región de Salud	SUB-REGION LIMA SUR
Provincia	LIMA
Distrito	SAN JUAN DE MIRAFLORES
Año de Inicio de la Construcción	1980

Fuente: Hospital María Auxiliadora.

Cuadro N° 8 Infraestructura	
Camas Arquitectónicas	311
Camas Presupuestadas	303
Camas en funcionamiento	304
Camas en funcionamiento Conservadas	304

Fuente: Hospital María Auxiliadora.

Cuadro N° 9 P.E.A. del H.M.A - Año 2004		
PEAS	Nombrados	Contratados
		S.N.P
Medicos	203	39
Enfermeras	125	58
Obstetras	12	13
Cirujano Dentista	8	0
Q.Far,Bio,Nutric,Tec.Med	55	0
Otros Prof. de la Salud	2	0
Profesionales Administrativos	21	9
Profesionales Asistenciales	10	8
Técnicos Administrativos	118	29
Técnicos Asistenciales	233	76
Auxiliares Administrativos	36	36
Auxiliares Asistenciales	410	46
TOTAL PEA HMA	1233	314

Fuente: Hospital María Auxiliadora.

3.3 Concepción del estudio.

Los requerimientos simultáneos de energía térmica y eléctrica en los procesos del hospital María Auxiliadora, muestran factible la posibilidad de instalar una planta de generación distribuida con gas natural que permita una mejor gestión de la energía y la reducción de las facturas energéticas de la “planta de fuerza” del hospital.

Las alternativas de generación distribuida presentadas en la presente investigación deberán permitir la cobertura de los requerimientos energéticos de calor y energía eléctrica del hospital a costos menores, con respecto a la adquisición de combustible y energía eléctrica de manera independiente a empresas suministradoras, como se viene haciendo actualmente.

Los principales beneficios que se obtendrán con la instalación de una planta de generación distribuida con gas natural en el Hospital María Auxiliadora son los siguientes:

- **Ahorro de energía primaria:** Este ahorro es consecuencia de la mayor eficiencia de la central de generación distribuida, con respecto al suministro actual.
- **Medio ambiente:** La instalación de una planta de generación distribuida bajo un esquema cogenerativo, disminuye el nivel de contaminación ambiental, al emplear más eficientemente el combustible y en menor cantidad, para generar la misma cantidad de energía térmica que la planta actual. Esto sumado a la utilización de gas natural como combustible, da una ventaja ambiental muy grande al proyecto.
- **Distribución de energía eléctrica:** La planta de generación distribuida produce energía eléctrica en el mismo lugar en donde se requiere, evitando pérdidas de transporte, ya que las centrales convencionales normalmente están ubicadas lejos de las cargas.
- **Costos de operación y mantenimiento:** La planta de generación distribuida, al quedar integrada al sistema energético en uso de la instalación, no requiere otro personal que el habituado a sus propias instalaciones, y por lo tanto, no supone costo operativo adicional del que se realiza actualmente, salvo el necesario para operar el equipo de generación.
- **Competitividad empresarial:** El hospital, como empresa, mejora su competitividad, debido al aumento de la eficiencia en la producción de energía y reducción de sus costos, sumado a esto, la venta de energía le proporcionará ingresos, los cuales pueden ser utilizados para ampliar los servicios existentes.
- **Confiable de suministro energético:** El suministro energético de energía eléctrica mediante la cogeneración ofrece mayor confiabilidad, ya que cuenta con el apoyo de la red convencional en caso de emergencia.

3.4 Descripción de la situación de actual de la planta.

La situación de referencia define las condiciones de partida para el diseño y evaluación de la planta de Generación Distribuida que se propone como alternativa al sistema actual del centro consumidor.

En este apartado se describen los parámetros más significativos de esta situación, tanto en sus aspectos energéticos como económicos. La comparación de esta con las diversas alternativas que se proponen en el estudio, permitirán realizar una evaluación técnico - económica de la misma.

3.4.1 Operación de las Instalaciones.

El régimen de operación de la planta del Hospital María Auxiliadora es continuo, a dos turnos por día y siete días por semana. En el caso de la planta de generación de vapor, trabaja 19 horas / día.

La planta hospitalaria, funciona los 365 días del año, sin paradas. Las paradas para mantenimiento o reparación de equipos, son cubiertas por equipos que alternan su funcionamiento para este fin. Por lo que el tiempo de operación promedio de cada equipo en la planta del hospital es de 6935 horas por año.

En el Anexo N° 1 se adjunta el plano de ubicación del hospital y en el Anexo N° 2 el detalle de la operación actual de la “planta” de suministro de energía.

3.4.2 Demandas térmicas de la actividad.

La principal demanda térmica del hospital María Auxiliadora se constituye básicamente de la generación de vapor saturado para procesos.

En lo referente a la demanda de calor del hospital, esta se compone de las demandas individuales para los procesos mostrados en la figura siguiente, que tienen una demanda de energía equivalente al porcentaje mostrado:

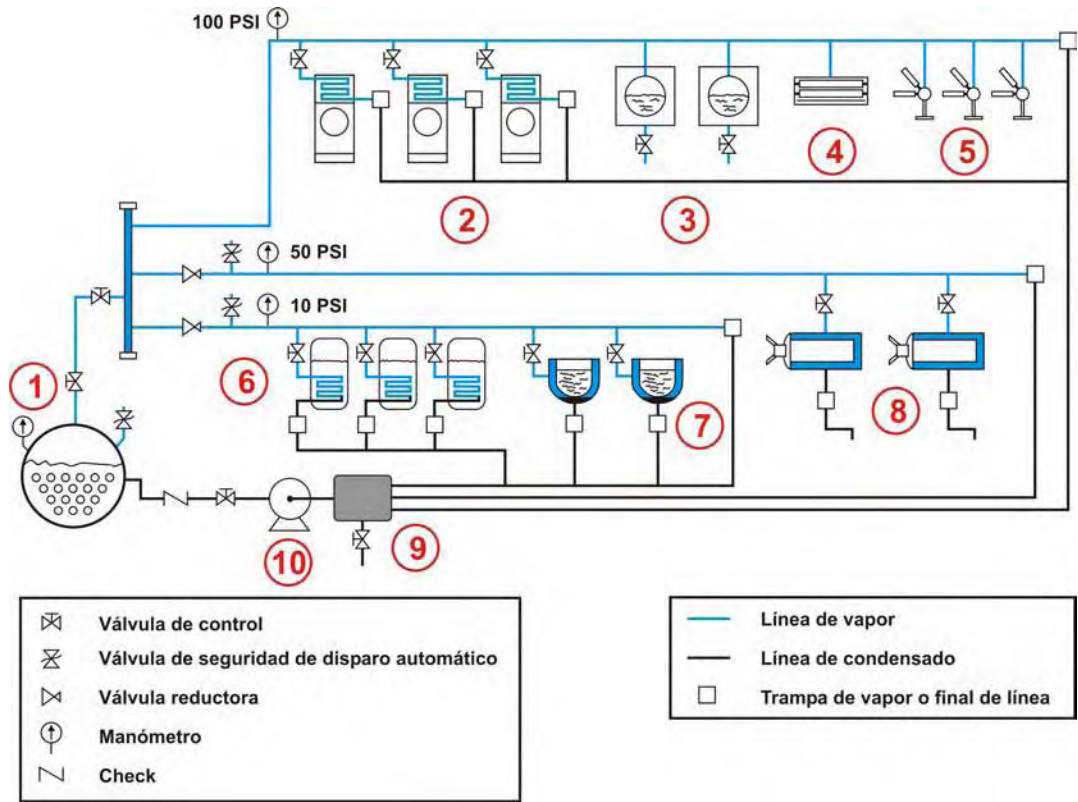


Figura N° 17: Consumo de energía por procesos en la planta hospitalaria.

Como puede observarse en la figura, básicamente se presentan 4 procesos importantes: esterilización, lavandería, cocción y otros procesos. Los consumos energéticos para el proceso de esterilización, están alrededor del 4% de la energía suministrada; para el proceso de lavandería, 41%; para la cocción de alimentos, 32% y finalmente, para otros procesos 23%.

La energía térmica para los procesos citados, es suministrada por el vapor saturado que generan 3 calderas pirotubulares de marca ATA de 125 BHP, que funcionan alternadamente, un periodo de 19 horas por día, los 365 días del año.

El sistema de suministro de vapor del hospital tiene la estructura que se muestra en la siguiente figura.



Leyenda:

1	Caldera de vapor	6	Calentadores de agua
2	Secadores	7	Marmitas
3	Lavadoras	8	Esterilizadores
4	Calandria	9	Tanque de condensado
5	Planchas	10	Bomba de alimentación

Figura N° 18: Sistema de suministro de vapor del hospital.

Como se ve en el esquema, el sistema de suministro de vapor esta constituido por 3 líneas que parten de una cabecera:

Línea de vapor saturado a 10 PSI; suministra vapor para ser usado en los, calentadores de agua y en las marmitas, para cocción de alimentos.

Línea de vapor saturado a 50 PSI; suministra vapor a los equipos de esterilización.

Línea de vapor saturado a 100 PSI; suministra vapor a los equipos de lavandería, secadoras, calandria y prensas.

El sistema de suministro de vapor es de ciclo semiabierto, existiendo purgas en los equipos de lavado y esterilización, lo cual hace necesario que se reponga aproximadamente la cuarta parte del volumen de agua suministrado al sistema.

a) Vapor saturado para esterilización.

El consumo promedio diario de vapor para el proceso de esterilización con vapor a es de 0.8 t/día, con puntas en el consumo que no exceden un pico de 0.15 t/h.

Este proceso comprende los siguientes usos:

- Vapor saturado a 50 PSI para esterilizadores.

La producción anual de vapor para este proceso es de 292.49 t/año, con un consumo de energía de 600.50 MMBTU/año. El vapor se suministra mediante una caldera hacia los equipos de esterilización, que operan un promedio de 6 h/día.

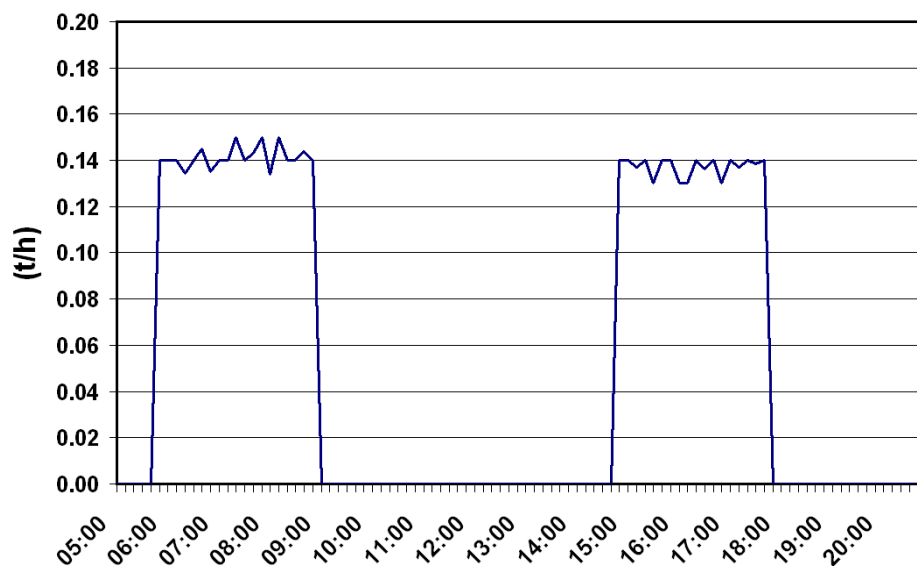


Figura N° 19: Consumo diario de vapor para esterilización.

La esterilización de instrumental médico, se realiza haciendo uso de autoclaves. El Autoclave, es un horno a presión, consiste en una cámara en la que el aire puede ser sustituido por vapor de agua sometido a presión. Se opera a 121°C y 1 atm. de presión durante 20 minutos. De esta forma se consigue destruir todas las formas vegetativas y esporas.

Se sabe que la esterilización con calor húmedo (vapor de agua) es mucho más rápida y eficaz que el calor seco debido a que las moléculas de agua desnaturalizan las proteínas de forma irreversible mediante rotura de las uniones H entre los grupos peptídicos a temperaturas relativamente bajas.

b) Vapor saturado para lavandería.

El consumo promedio diario de vapor para lavandería con vapor a 100 PSI de presión y 164 °C de temperatura es de 8.21 t/día, con puntas en el consumo que no exceden un pico de 0.85 t/h.

El vapor suministrado para este proceso comprende los siguientes usos:

- Vapor saturado para lavadoras.
- Vapor saturado para secadores.
- Vapor saturado para calandrias.
- Vapor saturado para planchas.

La producción anual de vapor para este proceso es de 2 997.98 t/año, con un consumo de energía de 6 155.09 MMBTU/año. El vapor se suministra mediante una caldera hacia los equipos de lavandería, que operan un promedio de 10 h/día.

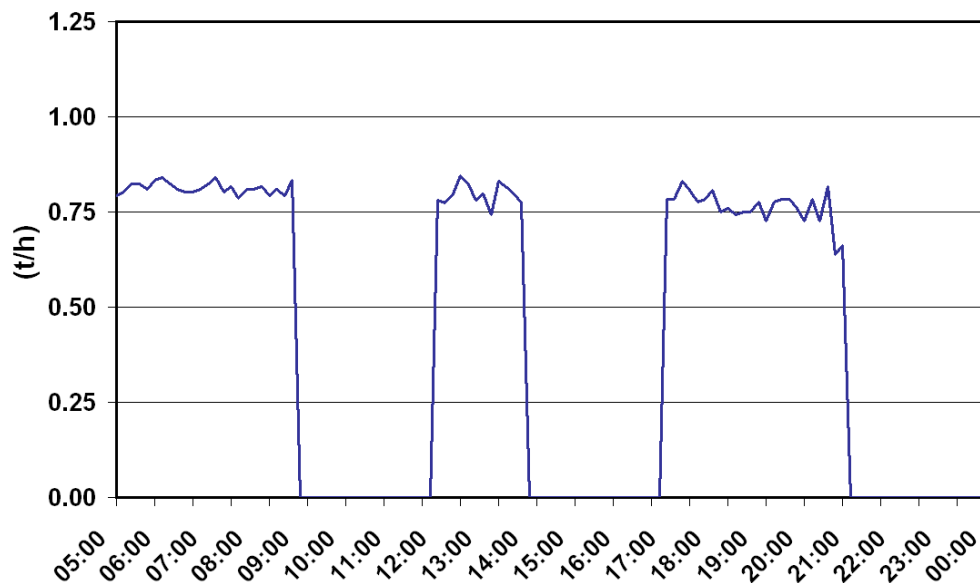


Figura N° 20: Consumo diario de vapor para lavandería.

Las lavadoras operan con un sistema que se asemeja a un intercambiador de contacto directo, el cual suministra vapor a la cámara que contiene el agua y la ropa a lavar, elevando la temperatura para eliminar posibles agentes nocivos.



Figura N° 21: Lavadora de revoluciones con vapor.

El secado de ropa en parte se realiza mediante intercambio de calor indirecto entre el vapor y el aire que es suministrado a la secadora. En las fotos a continuación, se puede observar dicho proceso.



Figura N° 22: Secadora de ropa con vapor de contacto indirecto.

El planchado y secado de la ropa, también se realiza en parte mediante el uso de una calandria. La calandria, opera con el mismo principio de la plancha a vapor, para ello se vale de una serie de tambores rotatorios por donde pasa la ropa. La diferencia esencial entre una planchadora y una calandria es que la planchadora únicamente plancha y la calandria plancha y seca a la vez, a parte de dar más calidad de planchado, pero esto sólo se aplica a prendas como mantas, toallas, sábanas, etc.



Figura N° 23: Planchadora calandria para ropa.

El planchado de ropa de tamaño regular, se realiza mediante planchas tipo mesa, como se puede observar en la foto mostrada a continuación.



Figura N° 24: Planchadora de vapor para ropa.

c) Vapor saturado para cocción de alimentos.

El consumo promedio diario de vapor para cocción de alimentos con vapor a 10 PSI de presión es de 6.41 t/día, con puntas en el consumo que no exceden un pico de 0.64 t/h.

La producción anual de vapor para este proceso es de 2 339.89 t/año, con un consumo de energía de 4 803.98 MMBTU/año. El vapor se suministra mediante una caldera hacia la cocina, que operan un promedio de 11 h/día.

El vapor suministrado en este proceso es usado por las marmitas, las cuales funcionan con el principio de los intercambiadores de calor de contacto indirecto.

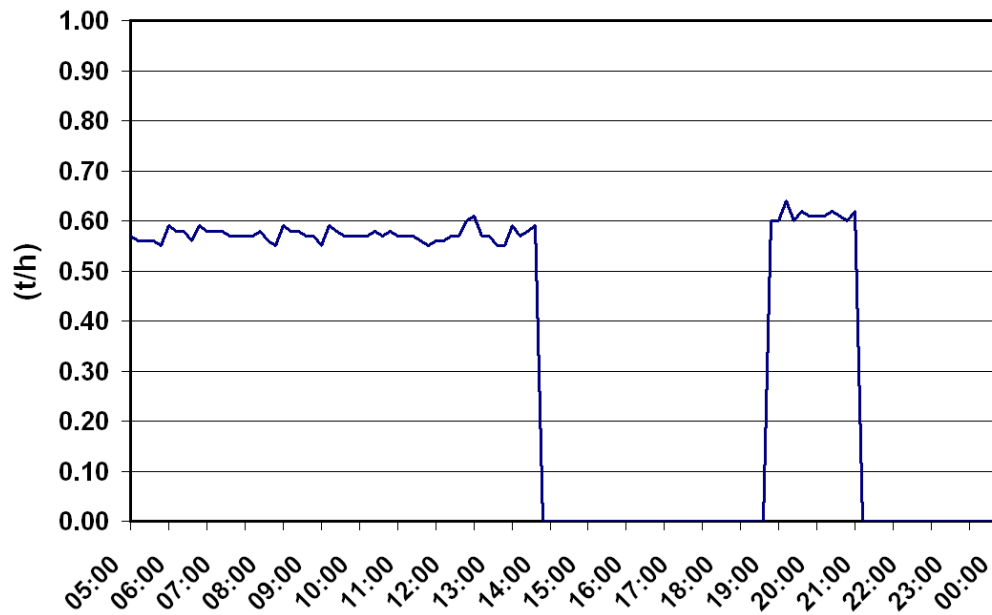


Figura N° 25: Consumo diario de vapor para cocción de alimentos.



Figura N° 26: Marmitas para cocción de alimentos.

d) Vapor saturado para otros usos.

Dentro de este rubro, se encuentran los siguientes usos:

- Vapor saturado para calentadores de agua (10 PSI).
- Vapor saturado para prensas (100 PSI).

El consumo promedio diario de vapor para otros usos con vapor a 10 PSI de presión es de 4.61 t/día, con puntas en el consumo que no exceden un pico de 0.53 t/h. El consumo de vapor a 10 PSI para las prensas, se desprecia, ya que no se hace uso de estas herramientas todo el tiempo.

La producción anual de vapor para este proceso es de 1 681.80 t/año, con un consumo de energía de 3 452.86 MMBTU/año.

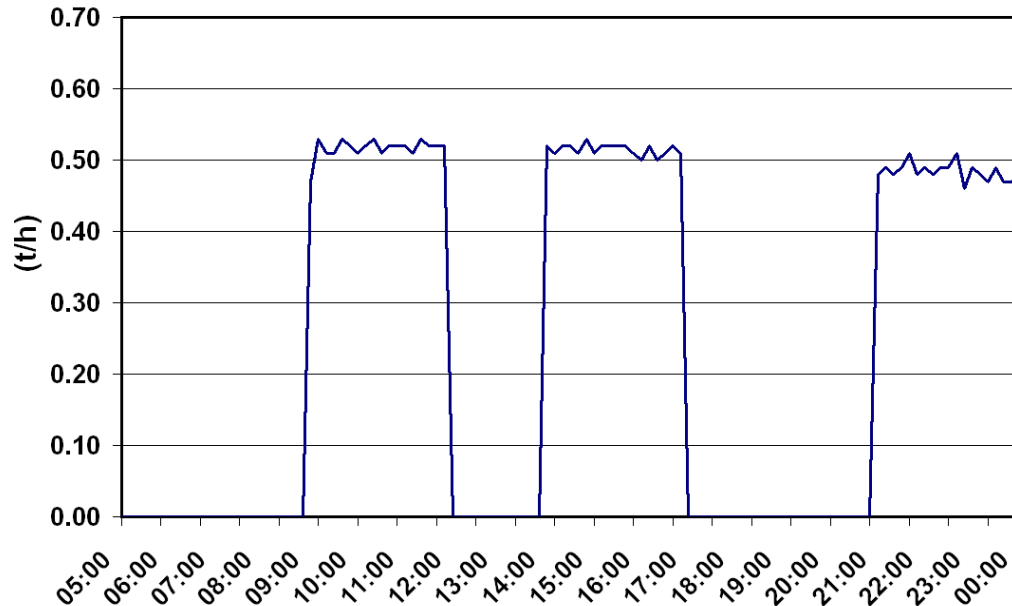


Figura N° 27: Consumo diario de vapor para otros usos.

El agua que es calentada por el vapor, es almacenada en cisternas en los techos de los edificios, e inyectados a la red de agua caliente del hospital.

En base a la información técnica proporcionada por el Hospital María Auxiliadora y a estimaciones realizadas en base a producción mensual de vapor en otros hospitales, se elaboró la siguiente tabla, en donde se presenta el consumo diario de vapor para los diversos procesos que tiene el hospital.

Cuadro N° 10 Demandas térmicas por proceso				
Proceso*	Tipo de Vapor	Condiciones		
		P (PSI)	T* (°C)	Producción (t/día)
Esterilización	Saturado	50	148	0.80
Lavandería	Saturado	100	170	8.21
Cocción	Saturado	10	115	6.41
Otros	Saturado	10 y 100	115 y 170	4.61

Fuente: Elaboración propia.

(*) Temperatura máxima entregada a proceso.

La tabla siguiente, muestra las características de producción de vapor para el año base, así como la máxima demanda registrada en cada mes, la cual se tendrá en cuenta a la hora del dimensionamiento del sistema de generación distribuida.

Cuadro N° 11		
Producción anual de vapor para el año base (2004)		
Mes	Producción (t/mes)	Máx. Demanda (t/h)
Enero	626.03	1.55
Febrero	572.97	1.48
Marzo	624.03	1.45
Abril	610.00	1.56
Mayo	611.03	1.51
Junio	615.00	1.57
Julio	612.03	1.54
Agosto	633.03	1.44
Septiembre	597.00	1.53
Octubre	628.03	1.54
Noviembre	592.00	1.50
Diciembre	612.03	1.48
TOTAL	t / año	Máx. Demanda (t/h)
	7 333.19	1.57

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en el cuadro anterior, la producción anual de vapor para el año base asciende a 7 333.19 toneladas de vapor al año, registrándose una demanda máxima de vapor de 1.57 t/h. La figura presentada a continuación, muestra la producción de vapor totalizada (para el año base), de los procesos térmicos que usan vapor.

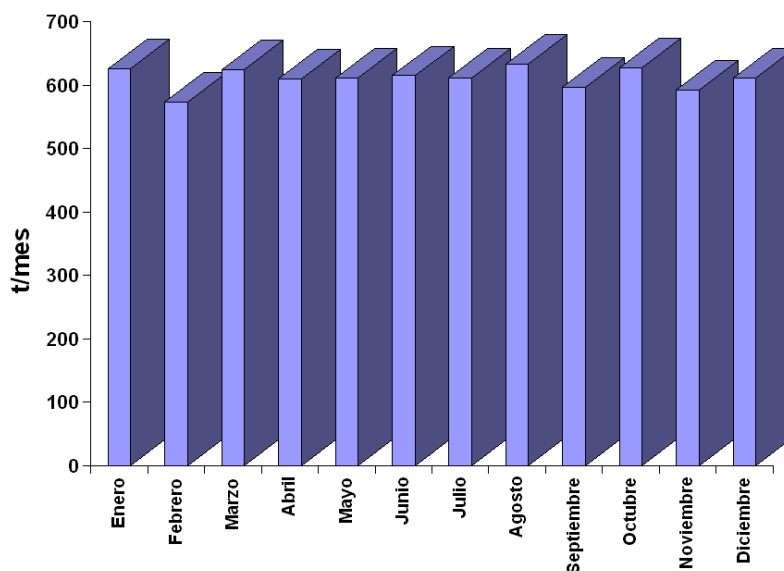


Figura N° 28: Consumo mensual de vapor (año base 2004).

Cuadro N° 12 Demanda de energía térmica de la planta.	
Energía entregada por el combustible	4 397.31 MWh(t)/año
Total usos de la energía térmica.	3 517.85 MWh(t)/año

Del cuadro anterior se desprende que la eficiencia del proceso térmico es 80%, dicha eficiencia entonces, refleja el estado actual de funcionamiento de las calderas.

3.4.3 Combustibles.

En el Hospital María Auxiliadora en la actualidad, se consumen distintos tipos de combustible, tales como Petróleo Diesel 2 para los grupos electrógenos, Petróleo Industrial N° 5 en las calderas para la generación de vapor y GLP para diversos usos en los laboratorios.

Los consumos de Diesel 2 y GLP no serán considerados dentro de este estudio, debido a que su uso no presenta relevancia en comparación con el consumo térmico de las calderas.

En base a la información técnica proporcionada por el Hospital María Auxiliadora, se elaboró la siguiente tabla, en donde se presenta el consumo anual de combustible para los diversos procesos que tiene el hospital.

Cuadro N° 13 Demanda de combustibles				
Proceso	Combustible	Consumo		
		Gal/año	MMBT/año	Energía (%)
Esterilización	Industrial N° 5	4 320	600.50	4 %
Lavandería		44 280	6 155.09	41 %
Cocción		34 560	4 803.98	32 %
Otros		24 840	3 452.86	23 %
	TOTAL	108 000	15 012.42	100 %

Fuente: Elaboración propia.

Del cuadro anterior podemos ver que hay un consumo promedio de 108 000 galones de petróleo industrial N° 5 al año, lo cual va a representar un costo anual en combustible de US\$ 226 436 (tomando como base las tarifas de combustible del año 2007).

El cuadro siguiente, muestra el consumo mensual de combustible, para el año base, usado para la producción de vapor, y su equivalencia en unidades de energía. Dicha tabla se ha hallado llevando el consumo de combustible a unidades de energía, usando su poder calorífico (0.04074 MWh/gal). Por ejemplo:

$$(9\,220\text{ gal/mes})(7.8356\text{ lb/gal})^1(17\,740\text{ BTU/lb})^2/(3414\text{ BTU/kWh})^3 = 375\,397\text{ kWh/mes}$$

¹ Densidad del PI N° 5 = 7.8356 lb/gal.

² Poder calorífico del PI N° 5 = 17 740 lb/gal.

³ Factor de conversión.

Cuadro N° 14 Consumo mensual de combustibles para el año base (2004)		
Mes	Consumo de combustible	
	(Gal/mes)	(kWh/mes)
Enero	9 220	375 397
Febrero	8 438	343 576
Marzo	9 190	374 198
Abril	8 984	365 783
Mayo	8 999	366 402
Junio	9 057	368 781
Julio	9 014	367 002
Agosto	9 323	379 594
Septiembre	8 792	357 987
Octubre	9 249	376 596
Noviembre	8 719	354 989
Diciembre	9 014	367 002
TOTAL	Gal/año	KWh _{te} /año
	108 000	4 397 312.09

Fuente: Elaboración propia.

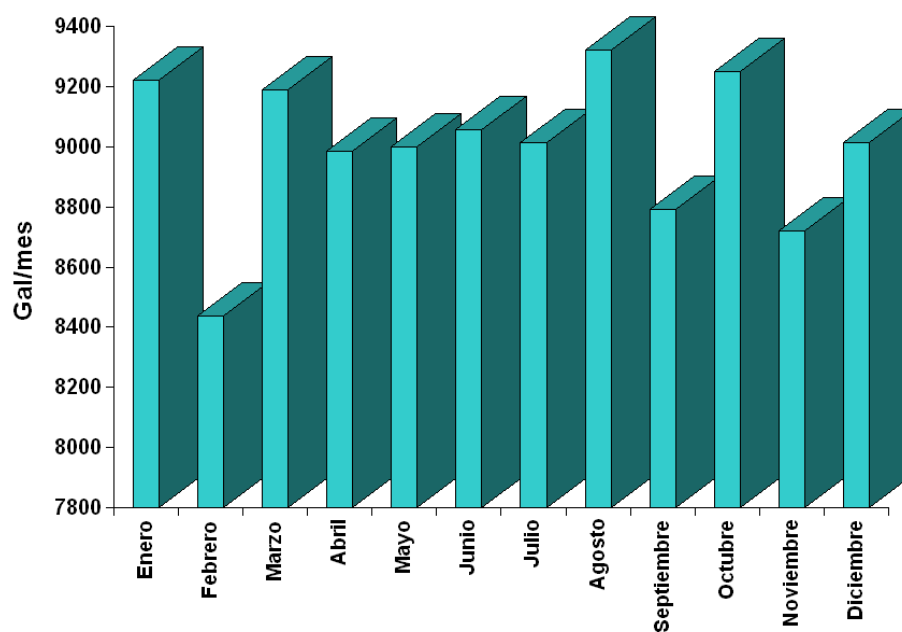


Figura N° 29: Consumo mensual de combustible (año base 2004).

Las características del combustible usado actualmente para satisfacer las demandas térmicas, se detallan en la tabla siguiente:

Cuadro Nº 15	
Propiedades físicas del combustible industrial N° 5	
°API (60 °F)	19.5
Gravedad específica a 60 °F	0.937
Relación: Libras/Galón	7.803
Punto de Inflamación (°C)	73
Carbón Conradson (% peso)	9.8
Cenizas (% masa)	0.030
Punto de Fluidez °F	10
Agua y sedimentos (% volumen)	0.030
Viscosidad SSF a 122°F	38.7
Viscosidad cst a 122°F	78.0
Poder Calorífico Bruto BTU/lb	148 250
Poder Calorífico Neto BTU/lb	139 850

Fuente: EMCOPESA.

3.4.4 Demandas eléctricas de la situación de referencia.

El hospital compra a la empresa Luz del Sur, un promedio en energía de US\$ 81 435 al año (considerando pagos por potencia y energía sin IGV, y cargos por exceso de potencia y energía reactiva; tomando como referencia los consumos del año base y tarifas del año 2007). El monto por la energía eléctrica consumida por el hospital es afrontada en un 100 % por el estado.

Se tomo como año representativo el 2004 y como mes representativo al mes de Abril, por ser este el de mayor demanda en potencia y energía.

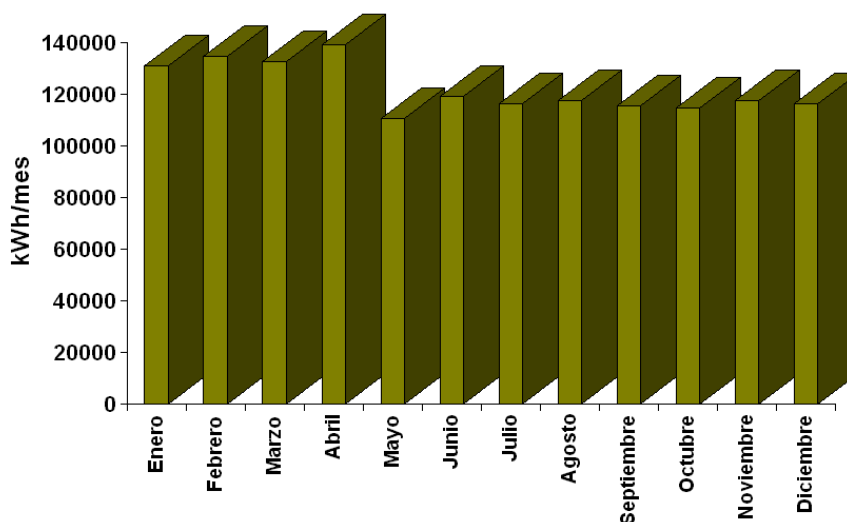


Figura N° 30: Consumo mensual de energía eléctrica (año base 2004).

Cuadro N° 16 Detalle de consumo eléctrico anual para el año base (2004)			
Conceptos		Consumo	Unidad
Energía	Horas Punta	264.85	MWh/año
	Horas Fuera de Punta	1 201.44	MWh/año
	TOTAL	1 466.29	MWh/año
Potencia (Demanda máxima)	Horas Punta	238.00	KW
	Horas Fuera de Punta	319.00	kW

Fuente: Elaboración propia.

En conclusión, para el desarrollo de sus actividades, el hospital requiere en base anual, como promedio 1 466.29 MWh/año, los cuales en su totalidad son comprados a la empresa Luz del Sur. Posee además una demanda de potencia pico de 319 kW, la cual se presenta en horas fuera de punta.

Cuadro N° 17 Demanda de energía eléctrica	
	Demanda de energía en la situación referencia
Total usos de la energía eléctrica.	1 466.29 MWh(e)/año

Fuente: Elaboración propia.

3.5 Resumen energético – económico de la situación de referencia

El coste energético considerado es el correspondiente a las energías adquiridas a las compañías del sector energético.

Dicho coste se evalúa aplicando a los consumos de energías secundarias, las tarifas correspondientes y los complementos por la modulación de su demanda, así como las cargas e impuestos que corresponden a cada uso.

Dado que el gas natural es una alternativa atractiva para su uso como combustible y siendo su precio menor al de los combustibles actualmente empleados, en la situación de referencia se ha considerado que el Hospital María Auxiliadora consumirá gas natural en sus instalaciones.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Cuadro N° 18 Costes energéticos de la situación de referencia⁴		
	Costes energéticos (US\$ / . Año)	Coste medio (PCI) (US\$ / kWh)
Electricidad	81 435	0.05554
Combustible (PI N° 5)	226 436	0.05153
Total Costo Energía	307 871	- - - -

Fuente: Elaboración propia.

⁴ Tarifas de energía al 2007, con tipo de cambio = 3.1885 S./US\$ - Fuente SUNAT 23/01/2007.

3.6 Descripción de las Instalaciones existentes.

3.6.1 Calderas.

La demanda de vapor para procesos del hospital, es suplida por 3 calderas que operan 6935 horas al año en forma alternada, con un promedio de 19 horas diarias.

De las calderas se tienen los siguientes datos:

Cuadro N° 19 Características de los generadores de vapor			
CARACTERÍSTICAS /CONDICIONES	CALDERA 1	CALDERA 2	CALDERA 3
Marca	ATA 14	ATA 14	ATA 14
Modelo	H - 3	H - 3	H - 3
Tipo y año de fabricación	1984	1984	1984
Superficie de calefacción (m ²)	62	62	62
Potencia nominal (BHP)	125	125	125
Tipo de combustible ⁵	PI - 5	PI - 5	PI - 5
Presión de suministro de vapor (bar)	4.8	4.8	4.8
Temperatura promedio de suministro (°C)	170	170	170
Temperatura de gases de escape (°C)	250	250	250
Carga de operación normal (%)	100	100	100
Eficiencia del equipo (%)	80%	80%	80%
Temperatura del condensado (°C)	70	70	70
Generación de vapor máxima (t/h)	2	2	2
Programa de operación diario (horas/días)	19	19	19
Programa de operación semanal (días/semana)	7	7	7
Demanda promedio de vapor (t/día)	20.03	20.03	20.03

Fuente: Dpto. de Mantenimiento y Servicios generales del hospital.

3.6.2 Generadores Eléctricos.

El hospital cuenta con un grupo electrógeno del cual se tienen los siguientes datos:

Cuadro N° 20 Grupos generadores del hospital	
Datos	Grupo Electrónico
Marca	AVK
Potencia nominal	345
Velocidad (RPM)	1800
Horas de operación al año	600

Fuente: Dpto. de Mantenimiento y Servicios generales del hospital.

Dicho grupo funciona unas 600 horas al año en promedio, fundamentalmente para mantenerlo en buen estado, los demás días del año permanece en standby disponible en caso de emergencia para suplir la falta de fluido eléctrico en caso de falla en el suministro de la red. Este tipo de operación genera en promedio unos 124 200 kWh/año.

⁵ Petróleo Industrial N° 5.

3.6.3 Instalación Eléctrica.

En la actualidad, el Hospital María Auxiliadora forma parte de la lista de clientes regulados de Luz del Sur, con una potencia contratada de 450 kW y su consumo de energía esta sujeto a la tarifa MT2, la cual es aplicada con las siguientes condiciones:

- El suministro eléctrico es de media tensión.
- Tarifa con doble medición de energía activa.
- Contratación o medición de dos potencias.

En el siguiente gráfico se muestra la demanda de potencia del hospital, a lo largo de las 24 horas, para un día típico.

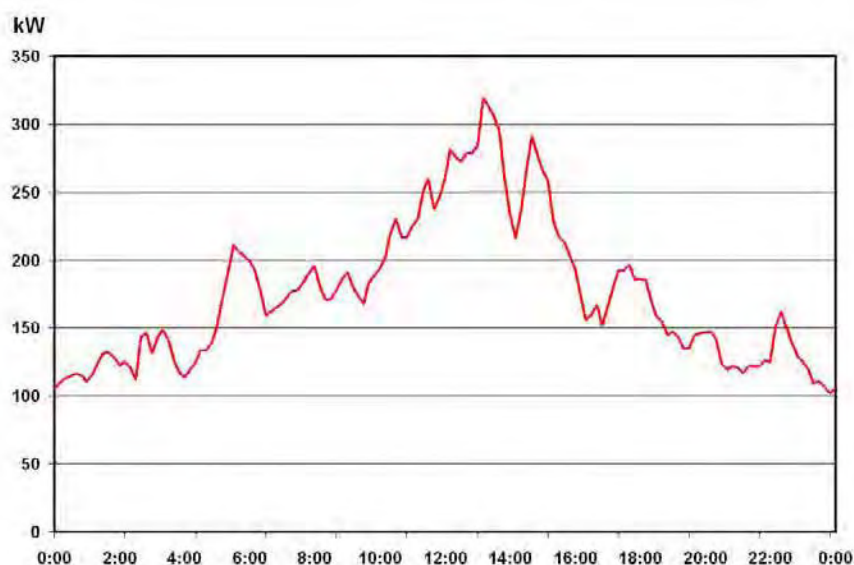


Figura N° 31: Demanda Típica de Potencia Diaria.

3.6.4 Suministro de Gas Natural.

En el plano que se encuentra en el Anexo 3 se aprecia la traza del gasoducto troncal y sus ramales instalados en Lima y Callao. La traza atraviesa los distritos de Lurín, Pachacamac, Villa El Salvador, Villa María del Triunfo, San Juan de Miraflores, Santiago de Surco, Santa Anita, El Agustino, San Juan de Lurigancho, Cercado de Lima, San Martín de Porres, Carmen de la Legua Reynoso, Ventanilla y El Callao.

El gasoducto troncal tiene una longitud aproximada de 60 kilómetros, y esta constituido por una tubería de acero de 20 pulgadas de diámetro. El caudal de diseño de este gasoducto es de unos 7 millones de metros cúbicos por día.

El recorrido inicial del gasoducto troncal va desde el “City-Gate” en el distrito de Lurín hasta la Central Térmica de ETEVENSA, en el distrito de Ventanilla.

Los ramales y conexiones del gasoducto troncal que atienden a zonas industriales en la Av.

Argentina, Av. Universitaria, San Juan de Lurigancho, Lurín, Callao y Ventanilla, están constituidos por tuberías de acero de diámetros de hasta 10 pulgadas.

El estado peruano, dentro de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, en su Artículo 3 señala que es de necesidad pública e interés nacional el desarrollo de la infraestructura y red de ductos de distribución; así mismo debido a que la troncal del gasoducto pasa por la Av. Pachacutec (a escasos 40 m del hospital María Auxiliadora), es de esperarse que en el futuro el hospital cuente con un suministro de gas natural.

Para la evaluación de las alternativas, se ha considerado que se contará con un suministro de gas natural, sujeto a las tarifas correspondientes a cada escenario propuesto en la presente investigación.

3.6.5 Suministro de Agua.

El suministro para la red de agua potable y para el sistema de operación de las calderas, proviene de SEDAPAL. Dicho suministro es entregado y bombeado a un sistema de cisternas.

Para el suministro de agua a calderas, el hospital cuenta con un sistema de ablandamiento o desmineralización del agua; esto para evitar la incrustación de sales en las calderas.

3.7 Alternativa Base.

Tomando como base el estado actual de operación de la planta, contemplado en el presente capítulo, pasamos a definir la “Alternativa Base”, que refleja las condicionantes energéticas con las que está operando actualmente la planta ó con las que ha previsto operar en el caso de no llevar a cabo la instalación de la nueva planta. Esta alternativa posee en resumen los siguientes indicadores energéticos:

- Horas de operación anual de la planta	8760	hrs/año
- Demanda anual de energía eléctrica en horas punta	264.85	MWh/año
- Demanda anual de energía eléctrica fuera de horas punta	1201.44	MWh/año
- Máxima demanda de potencia	319.00	kW
- Demanda anual de combustible	4397.31	MWh/año
- Demanda anual de energía térmica	3517.85	MWh/año
- Máxima demanda de vapor	1.57	Tn/h
- Costo medio de la energía eléctrica importada	55.54	US\$/MWh
- Costo del combustible consumido	51.53	US\$/MWh

Dichos parámetros, sumados a los anteriormente vistos en el presente capítulo, son los que se considerarán como características fundamentales de la “Alternativa Base”.

CAPITULO IV

EVALUACIÓN NORMATIVA

4.1 Introducción.

El marco normativo actual, no contempla directamente la Generación Distribuida como parte del mercado eléctrico, sin embargo, estará inmersa dentro del marco regulatorio y normativo en el cual opera el subsector eléctrico y el del gas natural.

En la actualidad ya se ha aprobado el Reglamento de Cogeneración, sobre el cual se basa el presente proyecto para acceder al mercado de gas natural a tarifas de Generador. Dicho reglamento marca el inicio de la reglamentación de la Generación Distribuida como tal, sin embargo, esta reglamentación aún está en observación y requiere modificaciones.

4.2 Marco regulatorio del entorno energético.

El Organismo supervisor de la inversión en energía (OSINERG), viene a ser el ente encargado de regular las tarifas aplicables a los consumidores de energía, para ello, la regulación tarifaria vigente, esta basada en las siguientes Leyes, Decretos Supremos, Reglamentos y resoluciones:

– ***Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos (Ley N° 27332)***

La presente ley se aplica denominados Organismos Reguladores, facultándolos como tales y normando sus funciones. Estas vienen a ser:

- a) Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Telecomunicaciones (OSIPTEL).
- b) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG).
- c) Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte de Uso Público (OSITRAN).
- d) Superintendencia Nacional de servicios de Saneamiento (SUNASS).

– ***Ley del OSINERG***

Define su naturaleza, objeto y funciones.

- ***Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del OSINERG (LEY 27699)***
Precisa las facultades complementarias de OSINERG, define procedimientos administrativos especiales y de control metrológico.
- ***Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844)***
Cuyas disposiciones norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.
- ***Ley N° 26221: Ley Orgánica de Hidrocarburos; publicada el 20/08/1993***
Norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional, y faculta al Ministerio de Energía y Minas como el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector; y al OSINERG como el organismo encargado de fiscalizar los aspectos legales y técnicos de las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional.
- ***Ley N° 27133: Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural; Publicada el 04/06/1999.***
Establece las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.
- ***Decreto Supremo N° 040-99-EM, Reglamento de la Ley N° 27133 "Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural"; Publicado el 15/09/1999.***
- ***Decreto Supremo N° 041-99-EM, Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos; Publicado el 15/09/1999.***
Norma lo referente a la actividad del Transporte de Hidrocarburos por ductos, incluyendo los procedimientos para otorgar Concesiones, para fijar las Tarifas, normas de seguridad, normas sobre protección del ambiente, disposiciones sobre la autoridad competente de regulación, así como normas vinculadas a la fiscalización.
- ***Decreto Supremo N° 042-99-EM, Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos; Publicado el 15/09/1999.***
Norman lo referente a la actividad del servicio público de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, incluyendo los procedimientos para otorgar Concesiones, para fijar las Tarifas, normas de seguridad, normas sobre protección del Ambiente, disposiciones sobre la autoridad competente de regulación, así como normas vinculadas a la fiscalización.
- ***Ley que crea a la Comisión de Tarifas de Energía (Ley N° 27116)***
La Comisión de Tarifas de Energía es un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica y las tarifas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y de distribución de gas natural por ductos, de acuerdo a los criterios establecidos en la presente Ley y las normas aplicables del subsector Hidrocarburos.

- ***Reglamento de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos (DS 042-2005-PCM)***
 Contiene las disposiciones que regulan la conformación, las competencias y el funcionamiento de los Organismos Reguladores.
- ***Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (D.S. 009-93-EM)***
 Reglamenta y precisa los aspectos relacionados con la Ley de Concesiones Eléctricas.
- ***Normas relacionadas al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas***
- ***Reglamento de Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios (D.S. 017-2000-EM)***
 Modifica la calificación de los clientes no sujetos a regulación de precios, a efectos de aplicarla únicamente donde exista un Comité de Operación Económica del Sistema - COES, de tal forma de permitir la competencia por los contratos con clientes no sujetos a regulación de precios.
- ***Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad.***
 Establece las normas aplicables a las transacciones de Importación y Exportación de electricidad entre el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y los Sistemas Eléctricos de los países de la Comunidad Andina (CAN), con los que se encuentre interconectado.
- ***Resolución OSINERG N° 082-2003-OS/CD; Publicado el 04/06/2003***
 Fija las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Ductos correspondiente a la Red Principal del Proyecto Camisea, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 11° del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.
- ***Resolución OSINERG N° 084-2003-OS/CD; Publicado el 04/06/2003.***
 Fija las Tarifas de Transporte de Gas Natural por Ductos correspondiente a la Red Principal del Proyecto Camisea, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 11° del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.
- ***Resolución OSINERG N° 097-2004-OS/CD; Publicado el 26/05/2004.***
 Aprueba las Tarifas de Distribución en Baja Presión (Otras Redes) para los consumidores ubicados dentro de la Concesión de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao, además fija las diferentes categorías de consumidores.
- ***Resolución OSINERG N° 258-2004-OS/CD; Publicado el 16/09/2004.***
 Aprueba la Norma denominada “Procedimiento para la determinación de los Costos Extras de Distribución”, que incluye los tributos municipales pagado por la empresa al desarrollar la red.
- ***Los Contratos BOOT de Explotación, Transporte y Distribución de gas natural de Camisea.***
- ***Reglamento de Cogeneración (DS N° 037-2006-EM)***
 Tiene por objeto definir los criterios a considerar en la Cogeneración, así como establecer los requisitos y condiciones para que las centrales de cogeneración participen en el mercado eléctrico.

La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) es el órgano ejecutivo del OSINERG responsable de proponer al Consejo Directivo del OSINERG las tarifas máximas de energía eléctrica y las tarifas máximas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y de distribución de gas natural por red de ductos, de acuerdo a los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y las normas aplicables del subsector Hidrocarburos.

Las empresas reguladas están autorizadas a cobrar a los clientes del servicio público de electricidad, como máximo las tarifas que fija OSINERG.

4.3 El mercado del gas natural.

De acuerdo a la Ley de Promoción de Desarrollo de la Industria del Gas Natural, su reglamento y otros reglamentos afines, establece dos categorías de clientes o agentes económicos:

- Generador.
- Otros consumidores.

De acuerdo a la normativa vigente, el Precio del Gas Natural al usuario final, tiene las siguientes componentes principales:

- a) El Precio del gas natural en boca de pozo, cuyos precios máximos se han definido en el Contrato de Licencia de explotación.
- b) La tarifa por el servicio de Transporte y Distribución en Alta Presión, que comprende el transporte desde Camisea hasta el City Gate y la distribución en alta presión en Lima.
- c) La tarifa por el servicio de Distribución (Otras Redes), constituidas por las construcciones adicionales que se requieran para brindar el servicio a los Usuarios Industriales, comerciales y residenciales. En este rubro se encuentran las Obras del plan de crecimiento comprometido, que obliga al Concesionario de Distribución a una construcción que permita la atención a 70 000 clientes en el sexto año de operación.
- d) Adicionalmente podrán ser parte de la tarifa final el costo de la acometida cuando ésta sea financiada; los tributos que no se encuentren incorporados en la tarifa de distribución tales como el IGV, los Costos Extra de Distribución (CED) que está conformado por los costos adicionales que el distribuidor tiene que considerar, como son, los pagos a la municipalidad por derecho de paso, inspección, etc.

En la siguiente ilustración se muestra la formación del precio final del gas de Camisea y sus componentes libres y regulados, nótese que solamente el componente “Gas en Boca de Pozo” no está regulado, sino que está basado en los contratos de explotación.

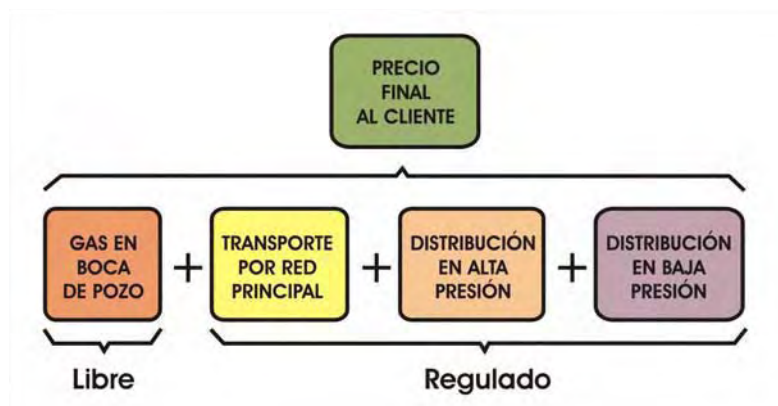


Figura N° 32: Estructura de tarifas del gas natural de Camisea.

Sólo la parte concerniente al transporte de gas natural por ductos está regulada, siendo el precio del gas libre, como se muestra en la siguiente tabla.

Cuadro N° 21			
Gas Natural y sus componentes regulados.			
Actividad	Explotación de las Reservas Probadas de Gas	Transporte y Distribución en Alta Presión	Distribución Otras Redes
Normatividad	LOH Ley 27133 Reglamentos	LOH Ley 27133 Reglamentos	LOH Ley 27133 Reglamentos
Tarifa	Precio Máximo	Tarifa Base Tarifa Regulada	Tarifa Regulada
Regulador	No regulado	OSINERG	OSINERG
Periodo de regulación	No regulado	2 – 4 años	4 años
Precios	Precio del Gas	Tarifa Red Principal	Tarifa Otras Redes

Fuente: OSINERG.

Cabe mencionar que la tarifa como generador, presenta una notable diferencia en cuanto a costos (es más baja) que la referente al los otros consumidores, esto debido al pago de la Garantía por Red Principal, el cual es reembolsado a los consumidores mediante la aplicación de un factor de descuento que afecta el precio final del servicio de transporte y distribución del gas natural.

Es así que toda opción de generación de energía, considerada con tarifas de gas, bajo la categoría de "Generador", representará mayores beneficios y periodos de retorno de la inversión más cortos.

En el trabajo de investigación actual, no se consideró la alternativa de aplicación de tarifas para "Otros consumidores", debido a que los costos de inversión representaban periodos de retorno de inversión que salían del horizonte de análisis.

4.4 El Mercado eléctrico.

Como ya se vio anteriormente, la cadena de producción de energía eléctrica esta dividida en diferentes etapas (generación, transmisión y distribución), encargadas a empresas que desarrollan sus actividades económicas en cada una de ellas. Dichas actividades, se regulan fundamentalmente por el Decreto Ley 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”.

Por otro lado, veremos que hay una importante relación entre las tarifas de gas natural y las de energía eléctrica, dicha relación es aún más evidente si contemplamos el “Reglamento de Cogeneración” (DS N° 037-2006-EM).

4.5 Relación entre el Mercado Eléctrico y el Mercado de Gas Natural.

4.5.1 La Ley de Concesiones Eléctricas.

De acuerdo a la ley de concesiones eléctricas, se requiere una concesión del Ministerio de Energía y Minas para las actividades de generación, cuando la potencia instalada sea mayor a 10MW. Para el caso de transmisión y distribución, cuando la demanda supera los 500 kW. Dichas concesiones se entregan por un plazo indefinido (Artículos 3, 6 y 22 de la Ley). Así mismo se requiere autorización para la generación cuando la potencia instalada sea superior a 500 kW (Artículo 4).

Las empresas de generación y transmisión cuyas instalaciones son parte de un sistema interconectado operan bajo la dirección de un organismo técnico llamado Comité de Operación Económica del Sistema (COES), esto para garantizar la seguridad de abastecimiento de energía al costo más bajo.

La ley establece dos tipos de precios en el mercado: Libre y Regulado. Los precios bajo la categoría **Libre**, se dan para aquellas actividades que se lleven a cabo bajo condiciones de competencia (los precios se fijan entre el cliente y la empresa que suministra el servicio). La categoría de precios **Regulado** se fundamenta en el establecimiento de cargos, en base a los siguientes servicios regulados:

- Transferencia de potencia y energía entre generadores a costos marginales.
- Las compensaciones por uso de los sistemas de transmisión.
- Las ventas de energía de generadores a distribuidores.
- Las ventas a usuarios del servicio público de electricidad.

De la aplicación de estas opciones tarifarias, se desprenden los llamados Clientes Libres y los Clientes Regulados, donde la principal característica que los diferencia, además del tipo de tarifa, es que se puede considerar cliente libre, al consumidor eléctrico cuya demanda superior a 1 MW, mientras que la demanda del regulado es inferior a este valor.

El esquema mostrado a continuación, señala las diferentes interacciones entre los agentes del mercado eléctrico.

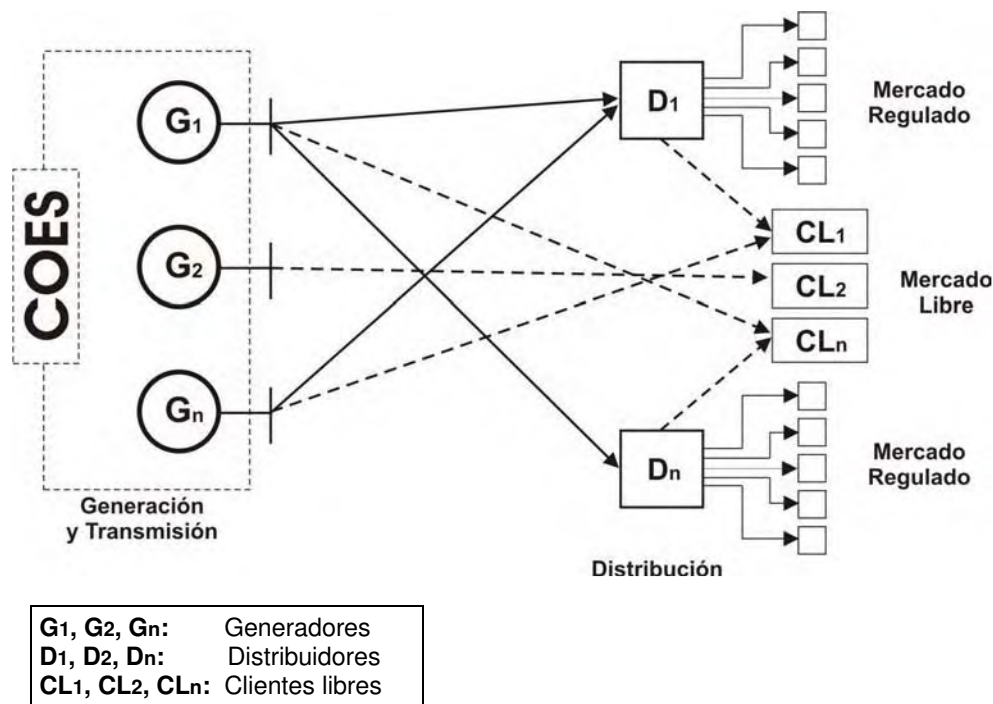


Figura Nº 33: Interacciones entre los agentes del mercado eléctrico.

Las ventas de energía y potencia, de generador a distribuidor, se efectúan sobre la base de tarifas en barra, siendo estas fijadas por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG (OSINERG - GART) en forma semestral y que pueden ser reajustadas mensualmente (Artículos 53 y 54 de la Ley).

En lo que respecta a la transmisión, se tiene los “peajes”, que permiten cubrir los costos totales del transporte de energía. Dichos pagos son efectuados por las empresas generadoras y cubren la operación y mantenimiento anual del sistema (Artículos 59 y 79 de la Ley). Para el caso de distribución, las tarifas se regulan en base a las Tarifas en Barra y el Valor Agregado de Distribución (Artículos 63 al 73 de la Ley).

Dentro del mercado eléctrico, la normatividad permite la venta de energía por parte de una empresa que no sea una planta térmica de generación convencional mediante dos formas:

- Como suministrador de una empresa de distribución.
- Como operador en un COES.

Si la planta opera **como suministrador de una empresa de distribución**, existiría una ventaja comparativa con relación a la energía suministrada por los generadores, pues esta se vende al distribuidor a precio regulado, es decir a “**Precio de Barra de Generación**”, sumándose a esto también los costos relacionados a las pérdidas de energía y de potencia, así como los peajes por el uso de los sistemas de transmisión.

Otro mecanismo de comercialización de la energía, sería proyectar a la planta **como un operador del COES**, sin embargo, para ingresar al COES, se requiere una potencia mínima de 1 MW para comercializar.

Sin embargo, esta limitante podría superarse asociándose a una empresa generadora, es decir, podría llegar a un acuerdo con uno de los generadores pertenecientes al COES para que por su intermedio pueda vender su energía excedente, claro está que su competitividad se vería restringida, dado que estaría sujeto a los cargos por distribución. Otra posibilidad sería la de asociarse con otros generadores distribuidos para cubrir el requerimiento de potencia y así entrar al programa del COES.

El mercado en el cual los operadores de un COES venden su energía se denomina “Spot”. Dentro de él, la generación de energía es coordinada por el COES, quien da prioridad de despacho a las plantas más eficientes.

El precio al cual se transfiere la energía en el mercado Spot, es el **“costo marginal instantáneo”**, dicho precio es registrado cada 15 minutos por el COES y tiene la característica de ser muy volátiles, lo que puede representar una barrera o un incentivo para la generación distribuida.

La volatilidad de los precios radica en que cuando la demanda de energía sube, las empresas van despachando de acuerdo al orden de economía (las que tengan el costo marginal más bajo primero), hasta que en un momento determinado, la última central en entrar en operación (con el costo marginal un poco más alto, debido a que opera con combustibles más caros) determinará el precio al cual todos los demás generadores venden su energía en el mercado.

Por ejemplo, el costo marginal mínimo ponderado mensual para el mes de marzo del 2006, fue de 24.06 US\$/MWh, mientras que para septiembre el costo marginal máximo fue de 149.81 US\$/MWh.

4.5.2 El Reglamento de Cogeneración.

Con la finalidad de promover el desarrollo de la cogeneración en el Perú, el Ministerio de Energía y Minas emitió el D.S. N° 064-2005-EM (publicado el 29/12/2005) según el cual se define a las “centrales de cogeneración calificadas” y los requisitos para ser consideradas como tales, además se indica que a dichas centrales se les otorga el precio del gas natural que corresponden a los “generadores eléctricos”.

Durante el proceso de elaboración de los procedimientos para determinar los valores de potencia y energía firme de las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas, así como los procedimientos de despacho, surgió la necesidad de introducir precisiones al texto del Reglamento, por lo cual mediante D.S. N° 037-2006-EM emitido el 07/07/06 se aprobó la “Sustitución del Reglamento de Cogeneración”.

De acuerdo a este último reglamento, para que una instalación sea considerada una “central de cogeneración calificada”; el titular deberá presentar una solicitud de calificación a la Dirección General de Electricidad, acompañando lo siguiente:

- Informe técnico que sustente el cumplimiento de los valores mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil (C) que se indican en el Cuadro N° 22.
- Balance energético sustentado de la central para las condiciones de operación en máxima capacidad efectiva, indicándose la potencia eléctrica total a ser generada, la potencia mecánica, la potencia térmica utilizable y la potencia suministrada por el combustible, todos expresados en MW; incluyendo un diagrama de Sankey que indique los respectivos flujos de energía.
- Memoria descriptiva de las instalaciones de la central, incluyendo diagramas y planos explicativos.
- Actividad productiva a la que se destina el Calor Útil producido.
- Porcentaje de la potencia y de la energía eléctrica producida que se proyecta entregar al Sistema Eléctrico.
- Autorización de generación, cuando la potencia instalada sea superior a 500 kW.

Para efectos de la Calificación como cogenerador y estar dentro de los alcances de las tarifas de gas como generador, los titulares de las centrales de cogeneración deberán acreditar valores de **Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE)** y **relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil (C)**, iguales o superiores a los indicados en el cuadro siguiente, según la tecnología empleada y el nivel de tensión de su conexión al Sistema Eléctrico:

Cuadro N° 22 Valores mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil (C)				
Tecnología	REE* según tensión de conexión al Sistema Eléctrico			C = E/V
	Menor a 1 kV	Entre 1 kV y 33 kV	Mayor a 33 kV	
Motores de combustión interna	0,52	0,54	0,55	0,87
Turbinas de gas de ciclo combinado	0,52	0,54	0,55	0,77
Turbinas de gas de ciclo simple	0,53	0,55	0,56	0,60
Turbinas de vapor de extracción	0,56	0,58	0,59	0,33
Turbinas de vapor de contrapresión	0,68	0,72	0,73	0,15

Fuente: Reglamento de Cogeneración.

Donde “E” viene a ser la energía eléctrica generada en bornes de alternador, expresada en MWh, “V” la cantidad del calor útil procedente, exclusivamente, de la central de

cogeneración, expresada en MWh y Q = Energía suministrada por el combustible utilizado, calculada en MWh y con base a su poder calorífico inferior.

Los valores de REE y C se calculan para las condiciones de operación en máxima capacidad efectiva de la central y una (01) hora de operación continua de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}}$$

La central calificada, estará autorizada a comercializar los excedentes de energía que pudieran devenir de su operación, según los alcances contemplados anteriormente en la Ley de Concesiones Eléctricas; es decir, podrá vender energía como suministrador de una empresa de distribución o como operador del COES, a las tarifas correspondientes.

CAPITULO V

EVALUACIÓN TARIFARIA

5.1 Introducción.

En el presente capítulo, se analizarán los criterios planteados para determinar la opción tarifaria a utilizar en la evaluación de factibilidad económica. Dicho análisis incluirá las tarifas referentes a los combustibles que actualmente se consumen en planta, tarifas de energía eléctrica y de gas natural. Las tarifas aplicadas al presente estudio estarán referidas al mes de febrero del 2007.

5.2 Tarifas de combustibles actualmente consumidos en planta.

Cómo se vio en el Capítulo III, el combustible más representativo usado en planta, viene a ser el petróleo industrial N° 5, usado para generar vapor para procesos. La tarifa aplicable a dicho combustible está basada en los costos de producción de PETROPERU. En el cuadro siguiente se muestra la estructura de precios a utilizar en el desarrollo del presente estudio.

Cuadro N° 23 Estructura de Precios de Combustibles							
Combustible (*)	Precio ex planta PETROPERU	Rodaje (8%)	ISC	IGV (19%)	Precio ex planta + impuestos	Margen Comercial	Precio al Público
Gasolina 97 SP	6.18	0.49	3.15	1.87	11.69	2.29	13.98
Gasolina 95	5.94	0.48	2.92	1.77	11.11	2.06	13.17
Gasolina 90	5.76	0.46	2.66	1.69	10.57	0.98	11.55
Gasolina 84	5.10	0.41	2.05	1.44	8.99	1.03	10.02
Kerosene	6.35	0.00	2.11	1.61	10.06	1.04	11.10
Diesel 2	6.10	0.00	1.54	1.45	9.10	0.60	9.70
Petróleo Industrial N° 5	4.97	0.00	0.00	0.94	5.92	0.77	6.69
Petróleo Industrial N° 6	3.84	0.00	0.00	0.73	4.57	0.64	5.21
Petróleo Industrial N° 500	3.67	0.00	0.00	0.70	4.37	0.61	4.98

Fuente: Estructura de precios vigente a partir del 23 de enero del 2007 - PETROPERU

(*) Precios en S/. / Gal, salvo que se indique lo contrario.

De acuerdo al cuadro anterior, tenemos entonces que el precio promedio por galón de petróleo industrial N° 5 es S/. 6.69 (US\$ 2.098). Además, como se pudo ver en el Capítulo III, el consumo promedio anual de combustible es de 108 000 galones de petróleo industrial N° 5. Así, según la tarifa de combustible antes mostrada, tendremos un consumo anual de combustible de equivalente a S/. 722 520 (226 602 US\$/año – tipo de cambio 3.1885 S/./US\$ - Fuente SUNAT 23/01/2007).

En el Cuadro N° 14, mostrado en el Capítulo III, se puede observar el consumo mensual de petróleo industrial N° 5, así como su equivalencia en energía (kWh). Según la tarifa mostrada en el Cuadro N° 23 y el consumo promedio anual de combustible (4397.31 MWh/año), tendríamos que el precio específico de la energía térmica comprada asciende a 51.53 US\$/MWh¹.

5.3 Tarifas de energía eléctrica.

En el Capítulo III, se habló de las condiciones del suministro que brinda Luz del Sur al Hospital María Auxiliadora, como cliente regulado bajo la opción tarifaria MT2. Las tarifas mostradas en este acápite, tienen vigencia para el periodo de análisis estipulado (vigentes a febrero del 2007). El cuadro a continuación, muestra la estructura de precios de la energía comprada a la empresa Luz del sur.

Cuadro N° 24		
Tarifa MT2 (Media Tensión) Sistema Lima Sur		
TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P	Unidad	Cargo (Sin IGV)
Cargo Fijo Mensual	S/./cliente	4.21
Cargo por Energía Activa en Punta	S/./kW.h	0.1264
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	S/./kW.h	0.1030
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/./kW-mes	26.69
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/./kW-mes	9.43
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/./kW-mes	10.27
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% de la Energía Activa	S/./kVarh	0.0408

Fuente: OSINERG (04 – 02 – 2007)

Según los la información suministrada por la planta, respecto al consumo de energía para el año base, y aplicando las condiciones tarifarias contempladas en el contrato de venta de energía de Luz del Sur, podemos observar que el costo promedio en energía asciende a S/. 21 638 (81 435 US\$/año) por mes y el consumo anual es de 1'466 288 kWh/año; donde 264 846 kWh/año se consumen en horas punta y 1 201 MWh/año en horas fuera de punta².

El detalle del presente cálculo tarifario se muestra más adelante en el Cuadro N° 42, y está basado en la información obtenida del Cuadro N° 41.

¹ El cálculo es como sigue: (2.098 US\$/Gal) (108 000Gal/año)/(4397.31 MWh/año) = 51.53 US\$/MWh.

² Datos suministrados por el personal de planta (Ver Cuadro N° 16 del Capítulo III).

5.4 Tarifas de gas natural.

De acuerdo a la normativa vigente, el Precio del Gas Natural al usuario final, tiene las siguientes componentes principales:

- El Precio del gas natural en boca de pozo.
- La tarifa por el servicio de Transporte y Distribución en Alta Presión.
- La tarifa por el servicio de Distribución (Otras Redes).
- Costo de la acometida (cuando ésta sea financiada), los tributos que no se encuentren incorporados en la tarifa de distribución tales como el IGV y los Costos Extra de Distribución (CED).

La facturación correspondiente, está a cargo de la empresa Calidda y se hace a condiciones estándar, es decir, el volumen se factura en metros cúbicos estándar [$\text{m}^3(\text{st})$]; donde $1 \text{ m}^3(\text{st})$ viene a ser la cantidad de gas natural que ocupa un volumen de 1 m^3 a una temperatura de 15°C y una presión absoluta de 1013 milibar (mbar). Además de esto, el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, establece que el contenido calorífico bruto del gas, deberá estar comprendido entre 8 800 y 10 300 $\text{kCal}/\text{m}^3(\text{st})$

5.4.1 Precio del gas en Boca de Pozo.

El Precio del gas en boca de pozo está establecido en el Contrato de licencia para la explotación de Hidrocarburos en el Lote 88 y en los contratos de servicio entre el productor y los clientes iniciales. Los precios máximos definidos son los que se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 25 Precio del Gas Natural en Boca de Pozo.		
Precio Máximo para un Generador Eléctrico	1.7134	US\$/MMBTU
Precio Máximo para otros	2.2097	US\$/MMBTU
Precio Máximo para un Generador Eléctrico	$1.6240 \times \text{TCPG}^*$	S/. / GJ
Precio Máximo para otros	$2.0944 \times \text{TCPG}^*$	S/. / GJ

Fuente: Empresa concesionaria CÁLIDDA (Vigente a febrero del 2007).

(*) TCPG: Tipo de Cambio Promedio del Periodo Facturado

Para mayores detalles del pliego tarifario, revisar el Anexo N° 3 “Pliego Tarifario del Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao”.

5.4.2 Tarifas de transporte por Red Principal.

La Red Principal está conformada por el gasoducto desde Camisea al City Gate y la Red de Distribución en alta presión en la ciudad de Lima, las tarifas a ser aplicadas por estos conceptos han sido aprobadas por el OSINERG y están vigentes al periodo de análisis.

Dichas tarifas se muestran en el cuadro siguiente, tanto para los generadores eléctricos como para los otros usuarios.

Cuadro N° 26 Tarifas de transporte por Red Principal.		
Detalle	Unidad	Cargo sin IGV
Usuarios de categorías A, B, C y D		
Tarifa de transporte de gas natural vía red principal	S/. / 1000 m³	37,8741 * TCRP
Tarifa de distribución de gas natural vía red principal	S/. / 1000 m³	8,2785 * TCRP
Generador Eléctrico		
Tarifa de transporte de gas natural vía red principal	S/. / 1000 m³	30,2418 * TCRP
Tarifa de distribución de gas natural vía red principal	S/. / 1000 m³	4,9785 * TCRP

Fuente: Empresa concesionaria CALIDDA (Vigente a febrero del 2007).

5.4.3 Tarifas de Distribución en Baja Presión.

En el contrato BOOT se fija las categorías de consumidores, las cuales están en función de los niveles de consumo mensual, dicha clasificación no aplica a los consumidores iniciales del proyecto. En el siguiente cuadro se muestran las tarifas que deben aplicarse a cada categoría de consumidor.

Cuadro N° 27 Tarifas de Distribución en Baja Presión.			
Categoría	Detalle	Unidad	Cargo sin IGV
Categoría A hasta 300 m³/mes	Cargo Fijo de Distribución (CFD)*	S/. / cliente - mes	2.9972
	Cargo Variable de Distribución (CVD)**	S/. / 1000 m³	417.2453
Categoría B 301 - 17 500 m³/mes	Cargo Fijo de Distribución (CFD)	S/. / cliente - mes	37.6241
	Cargo Variable de Distribución (CVD)	S/. / 1000 m³	183.5949
Categoría C 17 501 - 300 000 m³/mes	Cargo Fijo de Distribución (CFD)	S/. / (m³/día) - mes	0.5078
	Cargo Variable de Distribución (CVD)	S/. / 1000 m³	66.1597
Categoría D más de 300 000 m³/mes	Cargo Fijo de Distribución (CFD)	S/. / (m³/día) - mes	0.3068
	Cargo Variable de Distribución (CVD)	S/. / 1000 m³	40.0862
Generador Eléctrico	Cargo Fijo de Distribución (CFD)	S/. / (m³/día) - mes	(***)
	Cargo Variable de Distribución (CVD)	S/. / 1000 m³	(***)

Fuente: Empresa concesionaria CALIDDA (Vigente a febrero del 2007).

(*)Cargo Fijo de Distribución (CFD) = Margen Comercial (MC).

(**)Cargo Variable de Distribución (CVD) = Margen de Distribución (MD).

(***) Valores de acuerdo a la Categoría de Consumo a la que perteneciera de acuerdo al volumen de consumo mensual.

Para las categorías A, B, C y D y generadores, deberán incluirse también dentro de los cargos aplicables por otras redes, los siguientes: Costos extras de distribución (CED) y Costos de mantenimiento de la tubería de conexión y acometida.

El tope máximo de conexión para las acometidas de las categorías C y D, se muestra en el siguiente cuadro, y deberá aplicarse al pliego tarifario de distribución en baja presión.

Cuadro N° 28 Tope Máximo de la Conexión (TMC) (Categorías C y D)		
Accesorio de Ingreso a la ERM	(US\$/m)	
	Baja Presión*	Media Presión
PE 63 mm	24	-----
PE 110 mm	32	-----
PE 160 mm	46	-----
Acero 2"	58	65
Acero 3"	67	81
Acero 4"	79	96
Acero 6"	97	123
Acero 8"	118	153

Fuente: OSINERG N° 240-2006-OS/CD

(*) Presiones menores a 20 bar

Los cargos máximos aplicables para el mantenimiento de las acometidas, según la categoría de consumidor, se muestran en el siguiente cuadro y deberán aplicarse junto con las tarifas correspondientes a Otras Redes.

Cuadro N° 29 Cargos Máximos para el Mantenimiento de las Acometidas			
Categoría	Actividad	Frecuencia	Total US\$
B	Mantenimiento ERM	Quincenal	43.50
C y D	Mantenimiento ERM	Anual	90.36
C y D	Mantenimiento ERM	Cuatrimstral	77.26
C y D	Verificación	Al mes de instalada	52.40

Fuente: Costo de Mantenimiento de Acometidas Categorías B, C y D (OSINERG)

Los cargos aplicables a las categorías C y D, por concepto de Tope Máximo por Acometida, se muestran en la siguiente tabla, y al igual que los anteriores, deberán aplicarse dentro junto con las tarifas correspondientes a Otras Redes.

Cuadro N° 30 Costos de acometida con 2 ramas (Principal y secundaria)		
Estación Tipo	Caudal Máx. (m³/h)	TOTAL (US\$)
I1	200	17717
I2	320	17717
I3	400	18717
I4	500	19417
I5	500	20017
I6	800	20817
I7	1300	27583
I8	3200	40483

Fuente: Topes Máximos por la Acometida (TMA) para Categorías de Consumidores C y D; OSINERG N° 240-2006-OS/CD

El pliego tarifario de gas natural contemplado en este capítulo, está vigente a la fecha de desarrollo de la presente investigación y será utilizado para los diferentes análisis que involucran la factibilidad económica de las diferentes alternativas que se contemplarán en capítulos siguientes.

5.5 Opción tarifaria de gas natural a emplear.

Según el Reglamento de Cogeneración (que comprende la reglamentación de la GD), el precio del Gas Natural aplicable a las Centrales de Cogeneración Calificadas, es el mismo precio que corresponde para “Generadores Eléctricos” conforme a la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, y su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 040-99-EM, siendo requisito que la planta industrial tenga excedentes de energía que puedan ser comercializados dentro o fuera de la red interconectada.

5.6 Cuadro Tarifario para el Hospital María Auxiliadora.

A continuación se revisarán algunos aspectos que nos llevarán a definir un criterio óptimo para la selección de las tarifas de suministro de energía.

5.6.1 Criterios para selección de alternativas tarifarias.

De acuerdo a la información obtenida, definiremos las siguientes premisas como punto de partida para determinar las tarifas correspondientes al consumo de energía:

- Las tarifas de energía eléctrica, combustibles y gas natural, base para el análisis económico, estarán referidas al mes de febrero del año 2007.
- La información base está referida al año 2004, y los consumos de energía térmica y eléctrica registrados en ese año, son considerados como parámetros representativos de la operación a lo largo de la vida del hospital.

- La capacidad del equipo generador de energía eléctrica, debe ser como mínimo igual a la potencia contratada para el año base.
- La categoría tarifaria de gas natural (“C” o “D”), será determinada sobre la base del consumo equivalente de gas natural, referido a la operación del equipo o equipos de generación que constituyan el sistema de cogeneración a usar.
- Se considerará 1000 BTU/Pie³, como valor del poder calorífico inferior del gas natural.
- Las mediciones del gas a condiciones estándar serán: 15°C y 101.325 kPa.
- Las acometidas y ERM’s son pagadas al contado con la inversión inicial.
- Por comodidad al momento de ejecutar los cálculos, el Cargo por Mantenimiento de las Acometidas (quincenal), será pagado al fin de mes, considerando el doble de la tarifa (mensualizado) sin aplicar interés alguno.
- No hay pagos por Costos Extra de Distribución (CED).
- El tipo de cambio es S/. 3.1885 por US\$ 1.00 (Fuente SUNAT 23/01/2007).

5.6.2 Determinación de la categoría tarifaria de gas natural aplicable al Hospital María Auxiliadora y costo de suministro de energía.

Con las premisas anteriores procedemos a dimensionar la acometida, basándonos en el consumo de gas equivalente al combustible actualmente utilizado; así tendremos la siguiente tabla:

Cuadro N° 31				
Consumo equivalente de Gas Natural				
Mes	P.I. N° 5 (Gal/mes)	Gas Natural (m³/mes)	Caudal Promedio (m³/h)	Promedio diario (m³/día)
Enero	9 220	36 269	61.58	1 169
Febrero	8 438	33 195	60.25	1 144
Marzo	9 190	36 154	61.38	1 166
Abril	8 984	35 341	62.00	1 178
Mayo	8 999	35 400	60.10	1 141
Junio	9 057	35 630	62.51	1 187
Julio	9 014	35 458	60.20	1 143
Agosto	9 323	36 675	62.27	1 183
Septiembre	8 792	34 587	60.68	1 152
Octubre	9 249	36 385	61.77	1 173
Noviembre	8 719	34 298	60.17	1 143
Diciembre	9 014	35 458	60.20	1 143
TOTAL (año)	108 000	424 852	-----	-----
PROMEDIO	9000	35 404	-----	-----

Fuente: Elaboración propia.

Los cálculos anteriores se han hecho tomando en cuenta el equivalente energético de los dos combustibles, obtenido del producto del volumen consumido por la densidad³ y el poder calorífico inferior⁴. Por ejemplo:

$$(9\,220 \text{ gal/mes})(7.8356 \text{ lb/gal}) (17\,740 \text{ BTU/lb}) / (3414 \text{ BTU/kWh}) = 375\,397 \text{ kWh/mes}$$

Si esta energía la obtendríamos del gas natural, necesitaríamos:

$$(375.397 \text{ MWh/mes}) / (0.01035 \text{ MWh/m}^3) = 36\,269 \text{ m}^3/\text{mes}$$

Donde 0.01035 MWh/m³ viene a ser el poder calorífico inferior del gas natural.

En el cuadro anterior se desprende que el consumo promedio equivalente de gas natural es en 35 404.30 m³/mes, y el consumo máximo corresponde al mes de agosto con 36 675.02 m³, por lo tanto según el pliego tarifario vigente, el Hospital María Auxiliadora estaría dentro de los consumidores de la Categoría C.

Como el rango de servicio de la Categoría C (17 501 m³/mes – 300 000 m³/mes), es bastante amplio, no habrá necesidad de sobredimensionar el consumo para prever un posible déficit de suministro al momento de escoger un equipo de generación que requiera un suministro mayor, o para prever un posible crecimiento futuro de la demanda. Esto nos evitará el trabajo de adaptar la categoría del consumidor al equipo de generación.

Para determinar el Tope Máximo de Conexión (TMC), primero tenemos que dimensionar el diámetro de la acometida.

Como se vio en el Capítulo III, el Hospital María Auxiliadora, consume tanto energía eléctrica como térmica. Los ratios de consumo, se muestran en la tabla siguiente, expresados en unidades de energía.

Cuadro N° 32			
Consumo de energía de la situación de referencia.			
	Energía	Ratio	Unidades
Consumo anual	Energía Térmica	4 397 312	KWh/año
	Energía Eléctrica	1 466 288	KWh/año
Pico mensual	Energía Térmica	379 594	KWh/mes
	Energía Eléctrica	139 200	KWh/mes

Fuente: Hospital María Auxiliadora.

Según estos datos, tenemos un escenario de Generación Distribuida que necesariamente involucra un equipo de cogeneración para satisfacer tanto la demanda térmica, como la de energía eléctrica.

Para la selección del equipo, primero debemos hallar la relación Calor / Electricidad, y así decidir entre las diferentes alternativas de cogeneración que existen (con motor reciprocante, turbina a gas o turbina a vapor). Para esto, sabemos que la eficiencia del

³ Densidad del PI N° 5 = 7.8356 lb/gal.

⁴ Poder calorífico del PI N° 5 = 17 740 lb/gal.

equipo generador de vapor (caldera) es en promedio 80%, así que el calor útil está representado por:

$$Q_{UTIL} = (EnergíaTérmica)(Eficiencia\ del\ equipo)$$

$$Q_{UTIL} = (4397312)(0.80) = 3517849.60\ kwh/año$$

$$R_{C-E} = \frac{Q_{UTIL}}{Energía\ Eléctrica} = \frac{3517849}{1466288} = 2.4$$

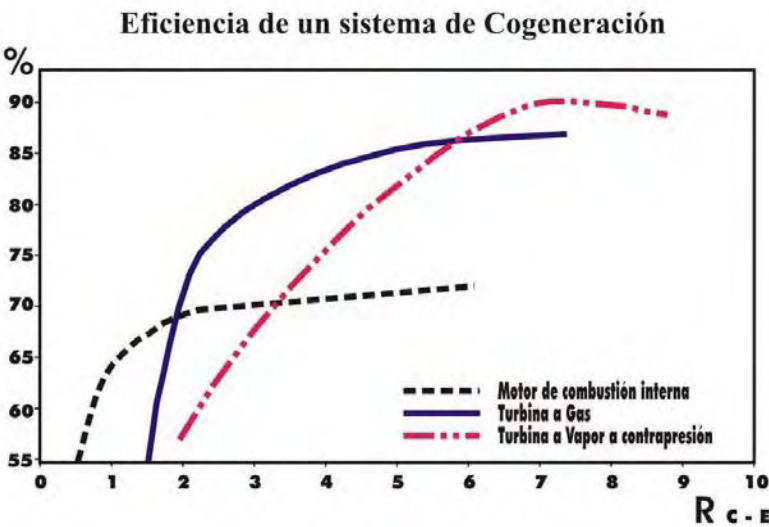


Figura N° 34: Relación calor / energía eléctrica vs eficiencia.

Del gráfico anterior, podemos observar que para una $R_{C-E} = 2.4$, la alternativa más eficiente es la que usa turbinas a gas para la generación de energía, con una eficiencia mayor al 75%. En segundo lugar quedaría la alternativa que usa motores de combustión interna, con una eficiencia de aproximadamente 68%. Y en tercer lugar, encontramos a las turbinas de vapor a contrapresión, con una eficiencia de aproximadamente 62%.

Cuadro N° 33 Relación Q/E para distintas tecnologías.	
Sistema de cogeneración	R_{C-E}
Motor de combustión interna	De 0.8 a 2
Turbina de gas	De 1.5 a 4
Turbina de vapor	De 6 a 30

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (México).

De las consideraciones hechas y tomando en cuenta la información del cuadro anterior, podemos deducir que la mejor alternativa a usar para implementar la planta de Generación Distribuida basado en un ciclo cogenerativo será la que utilice una turbina a gas, sin embargo, esto no es totalmente determinante como veremos más adelante.

Luego, los equipos a seleccionar, deberán cubrir la demanda eléctrica y la demanda térmica; es decir, el equipo de generación deberá tener una capacidad nominal por encima de la demanda máxima de potencia (mayor a 319 kW)⁵ o en su defecto, mayor a la potencia contratada a Luz del Sur (450 kW)⁶.

En la tabla siguiente, se muestran algunas de las alternativas y sus capacidades a usar en el estudio de factibilidad que se realizará. Para un primer caso, sólo se han seleccionado las que tiene una capacidad de generación superior a la potencia contratada.

Cuadro N° 34 Capacidad de algunos equipos representativos para generación distribuida.				
Tecnología	Marca comercial	Potencia (kW)	Energía de los gases de escape (BTU/min)	Consumo de Gas Natural (m³/h)
Motor Reciprocante a Gas Natural	Deutz TBG 616 V16 K NG	678	27391	226.02
	Deutz TBG 620 V12 K NG	1022	40706	324.42
	Cummins 1100 CQMA	1100	43813	351.04
	Cummins 1250 GQNA	1250	49788	402.81
Microturbina	Pratt & Whitney ST5 SC	457	82975	187.99
	Pratt & Whitney ST6L- 813	848	115754	314.28
Turbina de baja potencia	Solar Saturn 20 turbine.	1204	187828	478.48
	Kawasaki IES 1400S	1400	218405	436.56
	Ingersoll-Rand 1700	1700	208250	505.46
Turbina de media potencia	Solar Centaur GS 4000	2500	211423	754.64
	Solar Cat Taurus 60	5500	665000	1748.21

Cómo criterio para una inversión razonable, desestimaremos las alternativas que posean un consumo de combustible que salga de la categoría tarifaria contemplada (mayores a 300 000 m³/mes > 417 m³/h).

Entonces bastará únicamente analizar el consumo de gas natural de las diferentes alternativas que se muestra en el Cuadro N° 34, aunado al criterio de selección en base a la relación calor/energía eléctrica. Con estas consideraciones, la mejor alternativa, será la que presente un esquema de cogeneración en base a microturbinas, sin embargo, su limitada flexibilidad a baja carga, nos lleva también a contemplar el uso de motores reciprocantes a gas.

Luego, las alternativas a usar serán las que presenten un consumo de gas natural por debajo de los 417 m³/h, y según las especificaciones de los equipos, la presión de suministro deberá ser próxima a 10 bar (no es determinante para el suministro, pues algunos equipos cuentan con sistemas de compresión incorporados).

La red troncal que pasa frente al hospital, tiene un diámetro de 20", sin embargo es de esperarse que se ramifique para atender a clientes potenciales, esto lo hará mediante una tubería en acero de 8" de diámetro con una presión de diseño de 10 bar.

⁵ Referencia: Cuadro N° 16 del Capítulo III.

⁶ Referencia: Punto 3.6.3 del Capítulo III.

Para calcular el diámetro de la tubería, tomaremos en cuenta las siguientes consideraciones:

- Asumiremos que la velocidad de suministro deberá ser 25 m/s.
- El caudal suministrado será como máximo 417 m³/h.
- La presión de suministro será 4 bar (4.08 kg/cm²).

De acuerdo a las condiciones anteriores usaremos la siguiente fórmula para estimar el diámetro de la tubería a priori:

$$D = \sqrt{\frac{365.35Q}{VP}}$$

Donde:

D: Diámetro de la tubería de conexión (m).

V: Velocidad de circulación del gas (m/s).

Q: Caudal normal (m³/h).

P: Presión absoluta de servicio (kg/cm²).

P_o: Presión atmosférica normal (1.033 kg/cm²).

Hallamos primero la presión absoluta de servicio:

$$P = P_{\text{SUM}} + P_o = 4.08 + 1.03 = 5.11 \text{ kg/cm}^2$$

Luego, reemplazando los valores en la fórmula anterior:

$$D = \sqrt{\frac{365.35(417)}{(25)(5.11)}} = 34.53 \text{ mm} = 1.36" \dots\dots (\alpha)$$

Del resultado anterior, deducimos que la tubería de suministro deberá ser de un diámetro nominal de 2" bajo 4 bar de presión (según el Cuadro N° 28).

De acuerdo a la Norma NTP 011.010, para el cálculo de la línea de media presión se utilizará la ecuación de Renouard:

$$P_1^2 - P_2^2 = 48600 S L Q^{1.82} D^{-4.82} \dots\dots\dots (\beta)$$

En donde:

P₁: Presión a la entrada (kg/cm²)

P₂: Presión a la salida (kg/cm²)

S: Densidad relativa del gas (0.65).

L: Longitud del tramo en m, incluyendo la longitud equivalente de los accesorios que la componen

Los datos a utilizar se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 35 Datos de cálculo de acometida		
Longitud de la tubería	40	m
Velocidad máxima de circulación	40	m/s
Velocidad de suministro	25	m/s
Caudal suministrado	417	m³/h
Densidad relativa del gas	0.65	#
Presión atmosférica normal	1.033	Kg/cm²
Presión manométrica de servicio	4.08	Kg/cm²
Presión absoluta de servicio	5.11	Kg/cm²
Máxima caída de presión	< 2.0	Kg/cm²
Accesorios		
Codos de 90°	2	#
Longitud equivalente	2.03	m

Del pre - dimensionamiento se obtuvieron los siguientes datos:

Cuadro N° 36 Predimensionamiento de acometida*		
Diámetro de la tubería	0.03	m
	1.36	Pulg
Diámetro adoptado	2.00	Pulg
	50.80	mm

(*) Ver resultados de reemplazar datos en la ecuación “ α ”.

Para comprobar que los supuestos anteriores son correctos, utilizamos la fórmula de Renouard, planteada anteriormente. Los cálculos realizados se registran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 37 Cálculo de verificación de acometida								
Caudal (m³/h)	Longitud		Presiones manométricas			Diámetro		Velocidad (m/s)
	Real (m)	Equivalente (m)	$P_1^2 - P_2^2$ (kg/cm²)	P_1 (kg/cm²)	P_2 (kg/cm²)	Calculado (mm)	Adoptado (mm)	
417	40	42.03	0.4672	4.08	4.03	34.53	50.80	11.55

Como se puede observar, el diámetro que seleccionamos para la acometida está sobredimensionado; esto es conveniente, porque previene un posible crecimiento de la demanda..

De los cálculos realizados anteriormente, se desprende que el diámetro de la tubería de conexión debe ser de 2” trabajando a una presión máxima de 4 bar.

Para seleccionar el tipo de ERM (Estación de Regulación y Medición), debemos considerar el caudal de gas que demanda cada equipo de generación, incluyendo su sistema de postcombustión, sin olvidar que la alternativa debe poseer doble ramal para prever posibles mantenimientos sin parada de planta (ver Cuadro N° 30). Al igual que la tubería de conexión será cancelada con un solo pago hecho al inicio de la obra

Para la demanda térmica de la situación de referencia, tenemos un consumo promedio equivalente en gas natural de 35 404 m³/mes (ver cuadro N° 31). Este consumo establecerá el monto mínimo a facturar para satisfacer las necesidades térmicas de la planta. A partir de este dato, se calcularán las tarifas correspondientes a la categoría de “Generador”. A continuación se muestra el procedimiento de cálculo y los resultados de este análisis.

Primeramente, tomamos como base el consumo equivalente de gas natural de la planta actual. Según este consumo, simulamos un aumento en la demanda de 10 000 m³ por mes (Opción tarifaria “C”), y luego de aplicar el pliego tarifario correspondiente⁷, extrapolamos el costo específico del gas natural. El cálculo siguiente junto con el cuadro siguiente resumen dicho procedimiento ($PCI_{GN} = 0.0373 \text{ GJ/m}^3$).

El precio del gas en boca de pozo se calcula como sigue (PG):

$$PG = (35\,404 \text{ m}^3/\text{mes})(0.0373 \text{ GJ/m}^3)(5.1781 \text{ S./GJ}) = 6830.18 \text{ S./mes}$$

El valor histórico de ventas (VHV):

$$VHV^8 = (6 \text{ meses})(35\,404 \text{ m}^3/\text{mes})/(6 \times 30 \text{ días}) = 1180 (\text{m}^3/\text{día})\text{-mes}$$

La tarifa de Distribución por Red Principal (TDRP):

$$TDRP = (35\,404 \text{ m}^3/\text{mes})(92.4260 + 15.8739) (\text{S./1000m}^3)/1000 = 3975.87 \text{ S./mes}$$

Los Costos Fijos de distribución(CFD):

$$CFD = (1180(\text{m}^3/\text{día})\text{-mes})(0.5078 \text{ S./}(\text{m}^3/\text{día})\text{-mes})$$

Los Costos Variables de Distribución (CVD):

$$CVD = (35404\text{m}^3/\text{mes})(66.1597 \text{ S./}1000\text{m}^3)/1000$$

El cargo por Distribución en Otras Redes (DOR):

$$DOR = CFD + CVD = 2941.59 \text{ S./mes}$$

Finalmente el costo de suministro es el resultado de la suma del Precio del gas en boca de pozo, el costo del transporte y distribución por la red principal y la distribución en otras redes. Para nuestro ejemplo el resultado es 13 747.64 S./mes. El cálculo es similar para los otros consumos asumidos. Los resultados se muestran en el cuadro siguiente.

⁷ Ver Cuadros N° 25, 26 y 27

⁸ Es igual al consumo promedio de los 6 últimos meses, divididos entre la cantidad de días.

Cuadro N° 38						
Cálculo de la tarifa aplicable a los consumidores de la categoría "C"						
TARIFA C (GENERADOR)	Unidad	Consumo Base	Caso 1 (+ 10000 m³)	Caso 2 (+ 20000 m³)	Caso 3 (+ 30000 m³)	Caso 4 (+ 40000 m³)
Consumo promedio de gas natural	(m³/mes)	35404	45404	55404	65404	75404
PCI del gas natural	(GJ/m³)	0.0373	0.0373	0.0373	0.0373	0.0373
Consumo promedio de gas natural	(GJ/mes)	1319.05	1691.62	2064.19	2436.76	2809.33
Precio del gas	(S/.)	6830.18	8759.40	10688.61	12617.82	14547.03
Valor histórico diario de ventas	(m³/día)	1180	1513	1847	2180	2513
Transporte y distribución red principal	(S/.)	3975.87	5098.87	6221.87	7344.86	8467.86
Distribución en otras redes	(S/.)	2941.59	3772.45	4603.32	5434.18	6265.04
Costo de Suministro*	(S./ m³)	13747.64	17630.72	21513.79	25396.87	29279.94

(*) No incluye TMA⁹, TMC¹⁰ ni costos de mantenimiento.

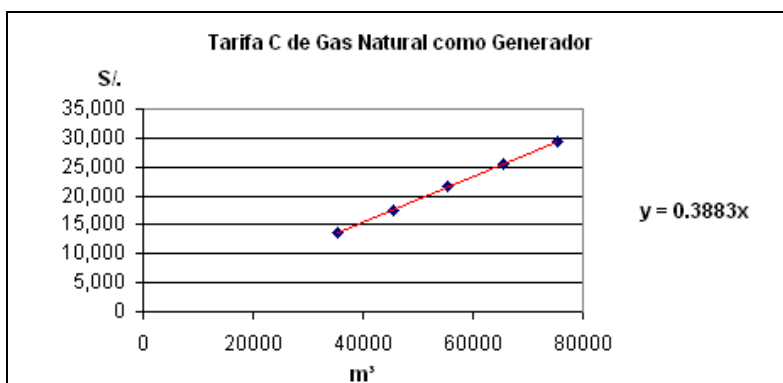


Figura N° 35: Costo específico del gas natural (Categoría "C").

Del análisis anterior se desprende que el costo específico del gas natural a ser aplicado en el proyecto dentro de la opción tarifaria "C" es 0.3883 S./m³ (0.121781 US\$/m³; al tipo de cambio 3.1885 S/. / US\$).

Aplicamos la misma metodología para el caso de la opción tarifaria "D". El procedimiento es similar al anterior y los resultados se muestran en la tabla siguiente.

Cuadro N° 39						
Cálculo de la tarifa aplicable a los consumidores de la categoría "D"						
TARIFA D (GENERADOR)	Unidad	Consumo Base	Caso 1 (+ 10000 m³)	Caso 2 (+ 20000 m³)	Caso 3 (+ 30000 m³)	Caso 4 (+ 40000 m³)
Consumo promedio de gas natural	(m³/mes)	300001	310001	320001	330001	340001
PCI del gas natural	(GJ/m³)	0.0373	0.0373	0.0373	0.0373	0.0373
Consumo promedio de gas natural	(GJ/mes)	11177.13	11549.70	11922.27	12294.84	12667.41
Precio del gas	(S/.)	57876.57	59805.78	61734.99	63664.20	65593.42
Valor histórico diario de ventas	(m³/día)	10000	10333	10667	11000	11333
Transporte y distribución red principal	(S/.)	33690.09	34813.09	35936.09	37059.09	38182.09
Distribución en otras redes	(S/.)	15093.91	15597.04	16100.17	16603.30	17106.42

⁹ TMA: Tope Máximo de Acometida.

¹⁰ TMC: Tope Máximo de Conexión.

Costo de Suministro*	(S./m³)	106 660.57	110 215.91	113 771.25	117 326.59	120 881.93
-----------------------------	----------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------

(*) No incluye TMA, TMC ni costos de mantenimiento.

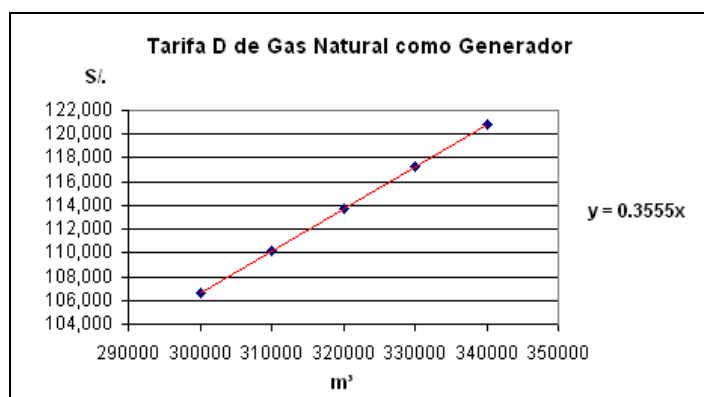


Figura N° 36: Costo específico del gas natural (Categoría "D").

Del análisis anterior se desprende que el costo específico del gas natural a ser aplicado en el proyecto dentro de la opción tarifaria "D" es 0.3555 S./m³ (0.11149 US\$/m³; al tipo de cambio 3.1885 S./ US\$).

Cuadro N° 40		
Tarifas de gas natural aplicables al H.M.A.		
Categoría tarifaria	S./m³	US\$/m³
Categoría C	0.3883	0.1218
Categoría D	0.3555	0.1115

Tipo de cambio S/. 3.1885 por US\$ 1.00 (23/01/2007).

Aplicando la tarifa correspondiente mostrada en el cuadro anterior, para el consumo equivalente de gas natural en la planta actual, el hospital consumiría mensualmente en promedio S/.13 747 de gas natural, eso significa que el costo específico promedio por el volumen comprado es 3.4487 US\$/MMBTU¹¹ (Categoría tarifaria "C").

Cabe resaltar que esta metodología ha supuesto que el valor histórico de ventas no cambia a lo largo del año, pero en la realidad este valor puede aumentar o disminuir, lo que conllevará a cambios en la tarifa. Este artificio se ha hecho debido a que no se cuenta con información histórica del consumo mensual de gas.

Como se verá más adelante, la posible variación de la tarifa debido al valor histórico de ventas será cubierto por el análisis de sensibilidad, en donde se analizará la variación de los principales índices económicos ante un aumento o disminución porcentual en la tarifa de gas natural.

¹¹ Resultado del cociente entre el costo del gas y el poder calorífico inferior de este: (0.1218 US\$/m³)/(0.035315 MMBTU/m³) = 3.44 US\$/MMBTU.

5.6.3 Costo de la energía eléctrica comprada aplicable al Hospital María Auxiliadora.

Para hallar el costo promedio de la energía eléctrica comprada a Luz del Sur, nos basaremos en los datos de consumos promedio mensuales del año base, los cuales se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 41									
Datos del Consumo de Energía Eléctrica del Hospital María auxiliadora 2004.									
MES	MD L HP KW	MD L. FP kW	MD Fac. kW	Exc. Fac. kW	E.A L. HP kWh	E.A L. FP kWh	E.A MES KWh	ER L. kVARh	ER Fac. kVARh
Enero	230.5	318.1	121.2	87.6	23 729	107 371	131 100	40 055	725
Febrero	234.8	317.9	139.2	83.2	24 668	110 132	134 800	40 186	0
Marzo	230.9	312.9	170.1	82.0	23 223	109 478	132 700	40 125	315
Abril	216.0	319.0	170.1	103.0	26 309	112 891	139 200	40 300	0
Mayo	209.1	269.4	177.9	60.3	19 317	91 383	110 700	40 130	6 920
Junio	238.0	289.6	177.9	51.6	21 480	97 521	119 000	40 110	4 410
Julio	211.5	283.4	179.4	71.9	20 877	95 623	116 500	40 128	5 178
Agosto	213.7	286.4	185.7	72.7	20 879	96 815	117 694	40 074	4 766
Septiembre	210.2	281.5	202.2	71.3	20 421	95 279	115 700	40 176	5 466
Octubre	208.4	279.4	236.7	70.9	20 894	93 906	114 800	40 136	5 696
Noviembre	213.7	286.4	223.5	72.7	21 679	96 015	117 694	40 074	4 766
Diciembre	211.3	283.2	268.2	71.9	21 371	95 029	116 400	40 099	5 179
Promedio Mensual	219.0	293.9	187.7	74.9	22 071	100 120	122 191	40 133	3 618
Máximo Mensual	238.0	319.0	268.2	103.0	26 309	112 891	139 200	40 300	6 920
TOTAL AÑO	----	----	----	----	264 846	1 201 442	1 466 288	481 593	43 421

Fuente: Hospital María Auxiliadora.

Donde:

MD L HP : Máxima Demanda Leída en Horas Punta.
MD L FP : Máxima Demanda Leída Fuera de Horas Punta.
MD Fac. : Máxima Demanda Facturada.
Exc. Fac. : Exceso de Máxima Demanda Facturada.
E.A L. HP : Energía Activa Leída en Horas Punta.
E.A L. FP : Energía Activa Leída en Fuera de Horas Punta.
E.A MES : Energía Activa al mes.
ER L. : Energía Reactiva Leída al mes.
ER Fac. : Energía Reactiva Facturada al mes.

Utilizando los datos de consumo promedio calculados en el Cuadro N° 41, procedemos a calcular el costo promedio mensual de la energía eléctrica consumida en planta, usando el pliego tarifario del Cuadro N° 24. Los resultados de este ejercicio se muestran en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 42 Costo promedio de la energía eléctrica comprada a Luz del Sur				
Cargos	TARIFA MT2			
	Facturado	Unidad	P.U (US\$)	TOTAL (US\$)
Cargo Fijo Mensual	1	US\$/cliente	1.32	1.32
Cargo por Energía Activa en Punta	22 070	kWh	0.0396	874.93
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	100 120	kWh	0.0323	3 234.24
Cargo por Potencia Activa de Generación en horas punta	219.00	kW	8.37	1 833.17
Cargo por Potencia Activa de Distribución en horas punta	187.68	kW	2.96	555.05
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en horas fuera de punta	75	kW	3.22	241.33
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	3 618	kVarh	0.01280	46.30
COSTO PROMEDIO MENSUAL DE SUMINISTRO DE ENERGÍA (US\$)				6 786.34

Fuente: Elaboración propia; basada en el Pliego Tarifario Lima Sur - OSINERG 04/02/2007

Como podemos ver en el cuadro anterior, el hospital compra energía eléctrica mensualmente, en promedio, US\$ 6 786.34 a la empresa Luz del Sur, esto significa que el costo específico promedio por la energía comprada es 0.0555 US\$/kWh (55.54 US\$/MWh)¹².

5.6.4 Precio de venta de la energía eléctrica excedente generada por el Hospital María Auxiliadora.

En conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas y el Reglamento de Cogeneración, los precios de Energía y Potencia por la venta de excedentes se tomaran en similitud con los precios de generación normados por OSINERG-GART, dichos precios se muestran en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 43 Tarifa en barra de referencia (Lima)		
Subestación base Lima	Monto	Unidades
Nivel de Tensión	220	kV
Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación	4.82	US\$/kW - mes
Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta	33.93	US\$/MWh
Precio de la Energía a Nivel Generación Fuera de Punta	27.07	US\$/MWh
Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión	3.60	US\$/kW - mes

Fuente: OSINERG - GART; Tarifas en Barra Actualizadas en Sub Estaciones de Base, 04 de Febrero del 2007

¹² Resultado del costo mensual de energía entre la energía consumida (en horas punta y fuera de punta) mensualmente: $55.54 \text{ US\$ / MWh} = (6\,786.34 \text{ US\$/año}) / (100.12 \text{ MWh/año} + 22.07 \text{ MWh/año})$.

En este caso el generador distribuido opera como suministrador de una empresa de distribución.

5.7 Resumen del Cuadro Tarifario Aplicable al Proyecto.

El cuadro a continuación se muestra un resumen de las tarifas de energía aplicadas al consumo del hospital:

Cuadro N° 44 Tarifas de compra y venta de energía.		
Precio promedio de la energía Térmica Comprada (PI N° 5)	51.53	US\$/MWh
Precio promedio de la energía Eléctrica Comprada	55.54	US\$/MWh

Fuente: Elaboración propia.

Los costos de la energía (combustible), consumida en GD, están en función al volumen de gas natural utilizado por cada sistema en particular, pudiéndose dar el caso de que el precio se encuentre entre una de las dos categorías mostradas en el Cuadro N° 40 (“C” o “D”).

Similarmente a lo ocurrido con el costo del combustible, la aplicación de la tarifa de venta de energía eléctrica a la red es función de la operación del sistema (en horas punta o fuera de punta) y de la potencia disponible, según lo cual, se aplicará el pliego tarifario registrado en el Cuadro N° 43.

Así mismo, la conexión a la troncal de gas natural y el emplazamiento de la acometida y ERM, tendrá un componente dentro de la inversión, el cual se muestra a continuación.

Cuadro N° 45 Inversión inicial de la conexión a la red de gas natural	
Inversión	Inversión (US\$)
Estación de Regulación y Medición	(*)
Tope máximo de conexión (40 m)	2 320
Verificación	52.40

(*) Según el caudal máximo que demande el sistema de cogeneración.

CAPITULO VI

EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD

6.1 Introducción.

En el presente capítulo, se hace una evaluación de todas las posibles alternativas, para implementar una planta de Generación Distribuida bajo un esquema de cogeneración en el Hospital María Auxiliadora.

Primeramente se darán los criterios generales para el dimensionamiento del equipo generador, para luego pasar a las evaluaciones de prefactibilidad técnica y económica, basadas en la situación de referencia contemplada en el Capítulo III y los pliegos tarifarios de energía considerados en el Capítulo V de este estudio.

6.2 Metodología aplicada.

La metodología empleada para el desarrollo de este estudio está basada en la comparación de dos situaciones de la planta: ***situación de referencia*** y ***situación propuesta***.

- a) Situación de referencia:** Refleja las condicionantes energéticas con las que está operando actualmente la planta ó con las que ha previsto operar en el caso de no llevar a cabo la instalación propuesta (“Alternativa Base”; ver Capítulo III).
- b) Situación propuesta:** Corresponde a la nueva situación energética, después de instalar la alternativa seleccionada.

En ambos casos, es fundamental para la correcta comparación de situaciones, que las energías aportadas al proceso del usuario sean idénticas (lo que implica que todas las demandas de energía sean cubiertas), de forma que se obtengan las mismas prestaciones de su proceso. Los excesos o defectos de las diversas energías generadas repercuten en mayor o menor compra de energía.

Dicho análisis refleja en lo posible la totalidad del ciclo energético, desde la demanda de energía primaria, hasta los usos finales y útiles que se realizan en el proceso del usuario.

6.3 Diagrama de flujo del análisis de factibilidad.

En la siguiente figura se muestra el diagrama de flujo del proceso de evaluación de prefactibilidad de las diferentes alternativas a usar.

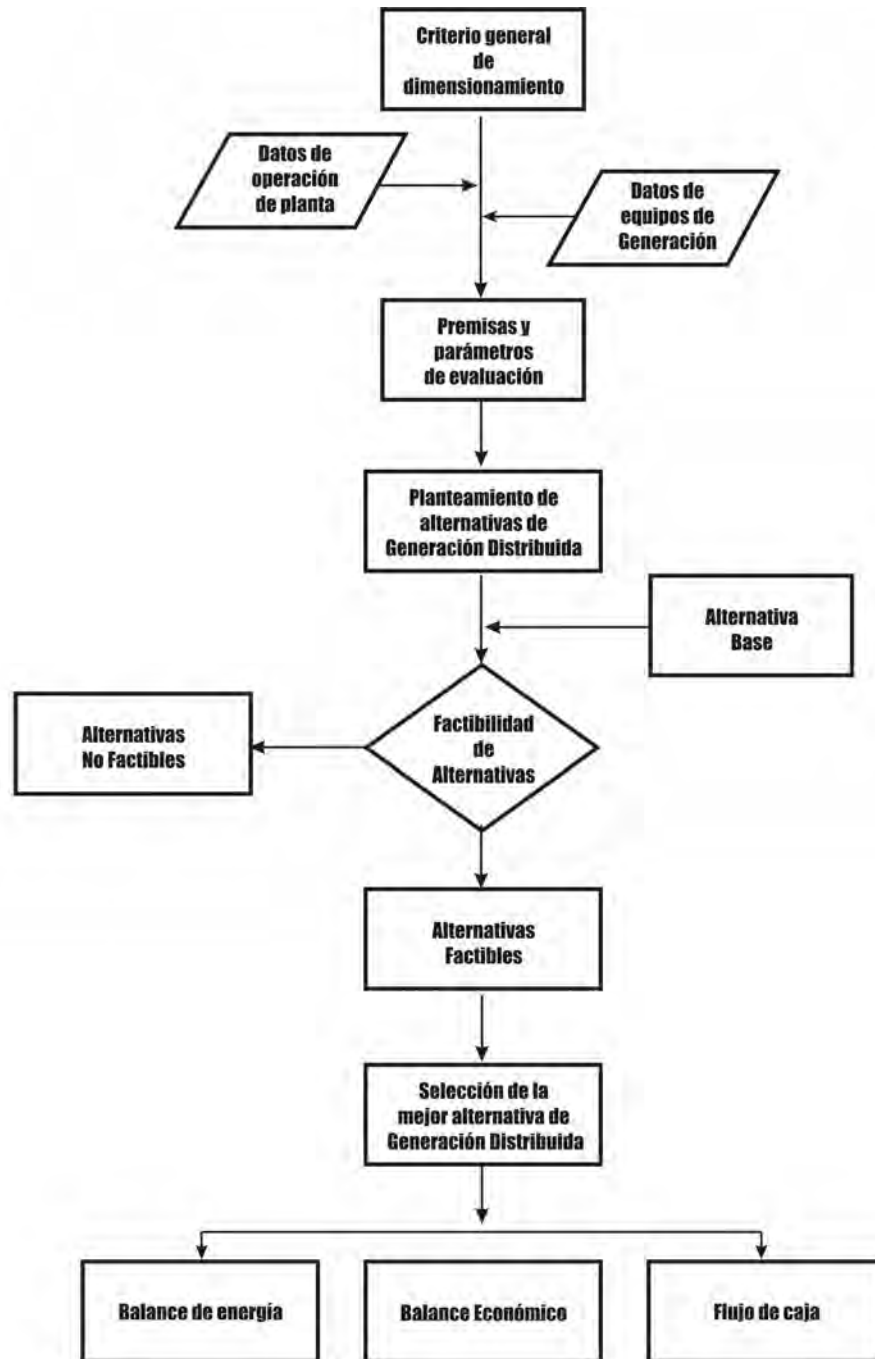


Figura N° 37: Diagrama de flujo del proceso de Evaluación de factibilidad.

6.4 Criterio General de Dimensionamiento.

La demanda de calor para procesos es el eje fundamental para el diseño de un sistema de generación distribuida, dentro de un esquema basado en la cogeneración. El calor para procesos, será obtenido de los gases de escape de una turbina a gas o motor reciprocante, mediante un recuperador de calor.

Los *motores reciprocantes*, son la alternativa más atractiva, cuando hay un consumo de calor a relativamente bajas temperaturas para producir agua caliente (60 – 100°C) y para producir vapor a bajas presiones. Los gases de escape son de baja temperatura alcanzan temperaturas que van de los 200 a 600 °C.

Se puede recuperar gran cantidad de energía térmica de los motores reciprocantes, que sirven en primera instancia para generar básicamente agua caliente, esta energía puede ser obtenida del sistema de enfriamiento de los cilindros, el sistema de enfriamiento del aceite de lubricación, y los gases de escape.

Los motores reciprocantes se adecuan mejor a una demanda variable, ya que su rendimiento no varía demasiado al bajar la carga. Su desventaja más grande, son los ratios bajos de temperatura que limitan la energía que puede ser recuperada.

Un motor alcanza eficiencias de generación que van de 30 - 40%, mientras que en un esquema cogenerativo, la eficiencia puede llegar hasta alrededor de 70%, dependiendo del sistema.

Las *turbinas a gas*, son la alternativa a tomar cuando hablamos de suministro de vapor a alta presión y altas temperaturas (vapor sobrecalentado). Para el caso que nos plantea la presente investigación, se usará un esquema de cogeneración con un recuperador de calor. Los gases de escape de las turbinas a gas natural, tienen una temperatura que va de 500 a 650° C y son relativamente limpios.

Para el diseño de la planta, deberá tenerse en cuenta la caída pronunciada de la eficiencia al disminuir la carga debido a la demanda variable. Sin embargo, si se adopta la alternativa de “vender” energía a la red, como plantearemos en uno de los casos, esta baja en la eficiencia no llegaría a darse.

Las turbinas a gas alcanzan eficiencias de generación que van de 27 - 39%, mientras que en un esquema cogenerativo, la eficiencia puede llegar a un valor superior al 80%. En el caso de turbinas de pequeña capacidad o microturbinas (potencia menor a 1 MW), las más predominantes en el mercado son de tipo centrífugo, debido a que su costo de fabricación es menor; estas poseen eficiencias menores, que oscilan entre 15 – 30%, dependiendo si el diseño cuenta o no con un recuperador de calor.

El dimensionamiento de un sistema de cogeneración con un motor reciprocante o una turbina a gas, se hace en función de la demanda de calor para procesos.

6.5 Alternativas de operación de planta.

Se pueden presentar 4 alternativas para la operación de una planta de generación distribuida bajo un esquema de cogeneración. El cuadro siguiente muestra en síntesis las diferentes alternativas en las dos modalidades de operación del sistema de generación distribuida, que pueden presentarse.

Cuadro N° 46 Alternativas en la Operación del Sistema de GD		
Alternativas de Operación	Demanda de Energía No Satisfecha	Demanda de Energía Satisfecha
A – 1	Eléctrica	Térmica
A – 2	Térmica	Eléctrica
A – 3	Se satisface ambas demandas	Eléctrica y Térmica
A – 4	Eléctrica y Térmica	No se satisface ambas demandas

Alternativa A – 1: Desde el punto de vista de las necesidades de planta, esta alternativa es correctamente aplicable, debido a que el hospital no puede carecer de ningún modo del suministro de energía térmica a sus procesos. El déficit de energía eléctrica, deberá ser aportado por la red, sumando sus costos a los costos de generación del equipo de GD.

Alternativa A – 2: Esta alternativa, resulta por demás inconveniente, en el sentido de que se tendría un déficit en la demanda térmica esencial para la operación de la planta, déficit que deberá ser cubierto por las calderas de la instalación existente, lo cual elevaría los costos de operación y mantenimiento.

Alternativa A – 3: Esta alternativa es la óptima, y a la cual debe darse mayor importancia frente a todas las demás, pues satisface las demandas energéticas, es consecuente con la metodología a usar para el análisis de factibilidad y redundante en una mayor eficiencia global de planta.

Alternativa A – 4: Este caso no se puede tomar en consideración, debido al déficit de energía en la planta, pero fundamentalmente, debido a que esta alternativa va contra los criterios de eficiencia.

En conclusión, en esta investigación, solamente se tomarán en cuenta para el análisis de prefactibilidad, la alternativa de operación A – 3, debido a que se satisface la totalidad de demanda térmica y en caso de presentarse excedentes de energía eléctrica, podrán ser comercializados, lo cual va a devenir en rendimientos elevados y periodos de retorno de inversión menores.

6.6 Alternativa base.

Como alternativa base, se ha considerado el funcionamiento del Hospital María Auxiliadora en el año tipo y sin planta de generación alguna, tal y como se ha descrito en el Capítulo III de la presente investigación.

El hospital puede satisfacer sus necesidades de calor (15 012.42 MMBTU) con las calderas existentes. Respecto a la energía eléctrica, la demanda actual es de 1 466.29 MWh/año, dicha cantidad es suministrada por la red y comprada a Luz del Sur mediante la opción tarifaria MT2.

Esta alternativa representa la “mínima inversión” y sirve como punto de referencia para la selección de las alternativas de generación distribuida. El cuadro a continuación, presenta el resumen de dicha situación:

Cuadro N° 47			
Costos energéticos de la situación de referencia.			
	Demandas (MWh / año)	Costos Energéticos¹ (US\$ / . Año)	Costo Medio² (US\$ / kWh)
Electricidad	1 466.29	81 435	0.05554
Combustible (PI N° 5)	4 397.31	226 602	0.05153
Total costo energía	-----	308 037	-----

Fuente: Elaboración propia (T.C. 3.1885 S./US\$ - Fuente SUNAT 23/01/2007)

6.7 Selección de las alternativas técnicamente factibles.

De la evaluación de factibilidad que se llevará a cabo, se seleccionarán diversas alternativas, que presenten los mejores indicadores técnicos y económicos. A continuación se enumeran las premisas que servirán de base para el análisis.

6.7.1 Premisas usadas en el análisis de factibilidad.

Para el dimensionamiento del equipo de generación eléctrica se tomará como premisa lo siguiente:

- DG1) La capacidad del equipo de generación eléctrica, deberá poseer una potencia como mínimo igual a la potencia contratada actual proyectada al periodo de análisis, afectada de los ratios de crecimiento de la demanda.
- DG2) La capacidad del equipo de generación eléctrica, tendrá que ser seleccionada tomando en cuenta que debe producir suficiente energía térmica para satisfacer la demanda térmica de la planta, de no ser así deberá añadirse un sistema de poscombustión al sistema de cogeneración, considerando los costos implicados.
- DG3) Se tomará en cuenta el aumento de la demanda actual de energía en base al crecimiento futuro de la planta, a saber 1% anual en el caso de la demanda eléctrica y un 2% anual en el caso de la demanda térmica³.

¹ Determinado en el Capítulo N° IV, puntos 5.2 y 5.3.

² Resultado del Cociente entre el costo energético y la demanda (Ejemplo: 81435 US\$ /1466.29 MWh/año =55.54 US\$/MWh = 0.05554 US\$/kWh).

³ Dichos ratios se han determinado sobre información estadística obtenida de otros hospitales, pues en el Hospital María Auxiliadora, no se vislumbra incrementos en la demanda, sin embargo, como medida de prevención se han considerado estos ratios.

- DG4) Las tarifas de energía (compra y venta de combustibles y energía eléctrica), estarán vigentes a febrero del año 2007, y se considerará un 2% de inflación anual.
- DG5) Se considerará como 85% a la eficiencia del equipo de recuperación de calor⁴ (caldera de recuperación - HRSG), para el caso de los motores reciprocantes, turbinas y microturbinas. Dichos valores son conservadores.
- DG6) Los equipos de generación, únicamente utilizarán gas natural como combustible.
- DG7) De preferencia se dará prioridad a los equipos de generación térmica, que tengan como mínimo un 20% de disponibilidad, en potencia, mayor a la potencia contratada de energía eléctrica.
- DG8) La alternativa factible, deberá poseer un periodo de retorno de la inversión menor o igual a los 20 años (horizonte de inversión para proyectos del estado).
- DG9) Se dará mayor prioridad a los sistemas en los cuales el costo de la energía anual autogenerada (US\$ / kWh), sea ser menor al costo de la energía comprada a la empresa Luz del Sur.
- DG10) Se asumirá, que la energía eléctrica excedente, será vendida en su totalidad.
- DG11) La energía vendida, será ofertada a precios en Barra de Referencia, tomándose en cuenta las respectivas compensaciones por potencia disponible, según sea el caso.
- DG12) Sólo se considerarán a las alternativas cuyo consumo de gas mensual, no excedan los límites impuestos por el pliego tarifario de referencia (Categoría tarifaria “C”: 17 501 – 300 000 m³/mes).
- DG13) La inversión inicial de la conexión a la red de gas natural, está comprendida por los costos de la ERM, el Tope Máximo de Conexión y la Verificación al mes de instalada la acometida (ver cuadro N° 45 del Capítulo V).
- DG14) La operación y supervisión de los equipos de generación, estará a cargo de personal especializado, requiriéndose 3 operadores (uno por cada turno), cuyas remuneraciones anuales ascienden a US\$ 36 000 por año.
- DG15) El análisis de factibilidad, considera el efecto de la inflación en los costos de producción, compra de energía, venta de energía, mano de obra, remuneraciones, combustibles y lubricantes, a una tasa anual del 2%.
- DG16) La alternativa técnica y económicamente factible, será aquella que cubra la demanda de energía de la planta, que posea los mejores indicadores de inversión y los costos de generación más bajos.

⁴ Valor convencional usado en análisis de proyectos de inversión con sistemas de recuperación de calor.

6.7.2 Parámetros de diseño.

A continuación se muestran diversos datos que se usaran dentro del análisis de factibilidad, dichos datos comprenden aspectos de operación de la planta a lo largo del año, así como los costos involucrados, todos estos referenciados al año base (Alternativa Base o Situación sin Proyecto). Dichos datos han sido proporcionados por el hospital y/o calculados en los capítulos anteriores.

Cuadro N° 48 Datos generales de la planta hospitalaria		
Información	Dato	Unidad
Horas de operación anuales de la planta	8760	h/año
Horas de operación anuales de la planta térmica	6935	h/año
Horas de operación diaria de la planta térmica	19	h/día
Turnos por día	3	#/día
Personal por turno	1	Personas
Distancia de conexión a la red de gas natural	40	m
Temperatura media anual	19.7	°C

El cuadro a continuación muestra la información energética obtenida, así como parámetros referenciales de operación de la planta, los cuales nos dan una idea de la eficiencia en el uso de la energía.

Cuadro N° 49 Datos energéticos de la planta		
Información	Dato	Unidad
Energía eléctrica demandada anualmente	1 466	MWh/año
Máxima potencia contratada	450	KW
Máxima demanda de potencia	319	KW
Demanda promedio anual	294	kW
Demanda específica de energía eléctrica	0.168	KWh/h
Energía térmica demandada anualmente	4 397	MWh/año
Energía térmica útil	3 518	MWh/año
Tipo de combustible actualmente usado	PI N° 5	- - -
Demanda específica de energía térmica	0.634	KWh/h
Producción de vapor pico	1.57	Tn/h
Producción de vapor promedio	1.05	Tn/h
Capacidad de vapor instalada	2.00	Tn/h
Temperatura de agua de alimentación	70	°C
Presión promedio de alimentación de vapor	100	PSI
Consumo promedio mensual de combustible	9 000	Gal
Eficiencia promedio de operación de calderas	80	%
Relación Calor / Electricidad	3	#

La demanda específica de energía eléctrica se ha calculado como un promedio ponderado en base a la información de los consumos mensuales de energía eléctrica, según el procedimiento siguiente:

Primero hallamos la demanda ponderada diaria:

$$(131\,100\text{ KWh/mes})(31\text{ días/mes})(24\text{ hrs/día}) = 176.21\text{ KWh/h.}$$

Luego, la demanda específica de energía se obtiene como el promedio de las demandas ponderadas mensuales. Dicho cálculo se muestra en la tabla siguiente:

Cuadro N° 50 Demanda específica de energía eléctrica			
Mes	Días	Energía Eléctrica (kWh/mes)	Ponderado diario (kwh/h)
Enero	31	131,100	176.21
Febrero	28	134,800	200.60
Marzo	31	132,700	178.36
Abril	30	139,200	193.33
Mayo	31	110,700	148.79
Junio	30	119,000	165.28
Julio	31	116,500	156.59
Agosto	31	117,694	158.19
Septiembre	30	115,700	160.69
Octubre	31	114,800	154.30
Noviembre	30	117,694	163.46
Diciembre	31	116,400	156.45
PROMEDIO		KWh/h	167.68
		MWh/h	0.1677

La demanda específica de energía térmica, la calculamos como el cociente entre la demanda de energía térmica y las horas de operación de la planta térmica:

$$(4397\text{ MWh/año}) / (6935\text{ hrs/año}) = 0.634\text{ MWh/año}$$

Los costos de operación y aprovisionamiento de energía de la “Alternativa Base” (o de la planta sin proyecto), está representada por los datos que se muestran en la tabla a continuación.

Cuadro N° 51 Costos de operación y aprovisionamiento energético actual		
Información	Dato	Unidad
Energía eléctrica consumida anualmente	81 435	US\$/año
Energía térmica consumida anualmente	226 602	US\$/año
Costo actual total de suministro eléctrico	308 037	US\$/año
Costo específico de energía eléctrica comprada	55.54	US\$/MWh
Costo específico del combustible actual	51.53	US\$/MWh
Costo promedio de operación de planta	9 000	US\$/año
Costo anual de mantenimiento de planta	12 000	US\$/año
Inflación anual	2	%/año
Tasa de financiamiento	12	%/año
Tipo de cambio	3.1885	S/. / US\$

Para poder seleccionar una alternativa que pueda ajustarse a las demandas energéticas de la planta, necesitamos primero conocer cuales son actualmente las tecnologías que están disponibles en el mercado. A continuación, se muestra la base de datos de equipos que se

usará dentro del análisis de factibilidad. Dichas alternativas han pasado previamente un filtro, basado en la disponibilidad y alta eficiencia en operación.

Cuadro N° 52 Motores reciprocantes a gas usados en el análisis.					
Marca comercial	Potencia (kW)	Eficiencia de generación (%)	Consumo específico de lubricante (gal/kwh)	Cambio lubricante (gal)	Vapor (Tn/h)
Ingersoll Rand - N25	20	21.3%	0.00009	2.53	0.03
Ingersoll Rand - N40	34	24.7%	0.00009	3.71	0.05
Ingersoll Rand - N60	50	24.0%	0.00009	4.91	0.07
Cummins GGHE NG	65	28.0%	0.00009	5.93	0.08
Ingersoll Rand - N80	68	25.0%	0.00009	6.13	0.09
Cummins GGHH NG	75	28.0%	0.00009	6.58	0.09
Ingersoll Rand - N100	85	25.2%	0.00009	7.20	0.12
Cummins GGHG NG	85	28.0%	0.00009	7.20	0.10
Cummins GGHH NG	100	28.0%	0.00009	8.09	0.12
Ingersoll Rand - N130	110	26.6%	0.00009	8.67	0.14
Cummins GGKB NG	115	28.0%	0.00009	8.95	0.14
Cummins GGKC NG	125	28.0%	0.00009	9.51	0.15
KHOLER 135GS	130	26.4%	0.00009	9.78	0.17
Cummins GSKD NG	135	28.0%	0.00009	10.05	0.17
KHOLER 150RZDB	135	26.5%	0.00009	10.05	0.18
KHOLER 180RZDB	160	25.9%	0.00009	11.37	0.21
KHOLER 200RZDB	180	28.3%	0.00009	12.38	0.22
KOHLER 230RZDB	210	29.7%	0.00009	13.83	0.24
KOHLER 250RZDB	225	29.2%	0.00009	14.54	0.26
KOHLER 275RZDB	250	29.5%	0.00009	15.69	0.29
Cummins 315 GFBA	315	29.0%	0.00009	18.54	0.37
Cummins 334 GFBA	334	29.0%	0.00009	19.34	0.40
Deutz TBG 616 V8 K NG	338	34.5%	0.00009	19.51	0.34
Deutz TBG 616 V12 K NG	507	35.4%	0.00010	26.15	0.49
Deutz TBG 620 V12 K NG	1022	35.3%	0.00011	59.42	0.99
Cummins 1100 CQMA	1100	30.0%	0.00011	354.50	1.26
Cummins 1250 GQNA	1250	39.9%	0.00012	568.79	1.08

Fuente: Brochures de fabricantes.

Cuadro N° 53 Microturbinas y Turbinas usados en el análisis.					
	Marca comercial	Potencia (kW)	Eficiencia (%)	Cambio lubricante (gal)	Vapor (Tn/h)
Microturbinas	Capstone C30 LP	28	15.0%	3.56	0.18
	Capstone C30 HP	30	16.0%	3.82	0.18
	Capstone C60 HP	60	18.0%	7.64	0.32
	Ingersoll-Rand 70	70	18.0%	8.91	0.37
	BOWMAN TG80	80	16.0%	10.18	0.48
	Elliott Energy Systems TA	80	18.0%	10.18	0.42
	Turbec T100 CHP	100	20.0%	12.73	0.46
	Ingersoll-Rand 250	250	31.0%	31.82	0.63
	Pratt & Whitney ST5	395	32.7%	50.27	0.92
	Pratt & Whitney ST5 SC	457	23.5%	58.16	1.71
	Pratt & Whitney ST6L- 813	848	26.0%	107.93	2.76
Turbinas	Solar Saturn 20 turbine	1185	24.0%	150.82	4.30
	Kawasaki IES 1400S	1400	31.0%	178.18	3.55
	Ingersoll-Rand 1700	1700	33.0%	216.36	3.92
	Solar Centaur GS 4000	2500	32.0%	318.18	6.04
	Solar Cat Taurus 60	5500	30.0%	700.00	14.63

Fuente: Brochures de fabricantes.

La tabla a continuación muestra algunos parámetros comunes que serán aplicados a las tecnologías mencionadas anteriormente (sean motores reciprocantes, microturbinas o turbinas de gas). Dichos parámetros corresponden a valores estándar utilizados en la evaluación de proyectos de generación y a costos referenciales promedio, en comparación con otras plantas de similares características.

Cuadro N° 54 Información referente al sistema de generación		
Información	Dato	Unidad
Pérdida de potencia en motores reciprocantes	1.4	% / °C*
Pérdida de eficiencia en motores reciprocantes	0.2	% / °C*
Mano de obra para mantenimiento de motores reciprocantes	17.7	US\$/h
Costo del lubricante para motores reciprocantes	6.5	US\$/Gal
Pérdida de potencia en turbinas y microturbinas	2.5	% / °C*
Pérdida de eficiencia en turbinas y microturbinas	1	% / °C*
Mano de obra para mantenimiento de turbinas y microturbinas	20	US\$/h
Costo del lubricante para turbinas y microturbinas	7.5	US\$/Gal
Eficiencia del HRSG	85	%
Costo de mantenimiento del HRSG y postcombustor	10 000	US\$/año
Costo de operación del equipo de generación (personal)	36 000	US\$/año

(*) Temperatura por encima de los 15°C (ISO).

En lo que respecta a los gastos que se realizarán para el mantenimiento de los equipos de generación a lo largo del periodo de análisis, se ha estimado conveniente expresarlos en base a un porcentaje de la inversión del motor primo; este artificio se ha hecho con referencia a un análisis de costos realizado en el proyecto “Costos de Mantenimiento de Centrales Térmicas del COES”, realizado por la empresa consultora CENERGIA⁵ (entre los años 2006 y 2007) y a información suministrada por el Gas Research Institute, en el documento “The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets”.

El cuadro a continuación muestra los costos de mantenimiento y las horas hombre requeridas para el caso de motores reciprocantes a gas.

Cuadro N° 55 Cotos de mantenimiento de motores reciprocantes			
Categorías de mantenimiento	Tipos de mantenimiento	Costo* (%)	Horas hombre
Servicio a las 500 hrs	M500	0.017%	8
Servicio a las 1000 hrs	M1000	0.088%	8
Servicio a las 2000 hrs	M2000	0.212%	10
Servicio a las 4000 hrs	M4000	0.284%	21
Servicio a las 6000 hrs	M6000	0.800%	12
Servicio a las 8000 hrs	M8000	1.474%	19
Reparación superior	M16000	5.750%	230
Reparación Total	M32000	11.330%	667

(*) Porcentaje de la inversión en el motor primo.

⁵ Empresa consultora en medio ambiente y energía.

Similarmente a lo planteado para los motores reciprocantes, en el cuadro siguiente se muestran los costos de mantenimiento y las horas hombre requeridas para el caso de turbinas y microturbinas a gas.

Cuadro N° 56 Cotos de mantenimiento de turbinas y microturbinas			
Categorías de mantenimiento	Tipos de mantenimiento	Costo* (%)	Horas hombre
Servicio a las 2000 hrs	M2000	0.50%	10
Servicio a las 8000 hrs	M8000	0.80%	90
Servicio a las 16000 hrs	M16000	1.96%	168
Servicio a las 20000 hrs	M20000	4.60%	230
Servicio general a las 40 000 hrs	M40000	8.50%	648

(*) Porcentaje de la inversión en el motor primo.

En base a las categorías de mantenimiento registrados en las tablas anteriores (frecuencia de mantenimientos), se construirán los flujos de mantenimiento para cada año, con los cuales se obtendrán los costos anuales en mantenimiento de los grupos de generación. Dichos flujos de mantenimiento se muestran a continuación.

Cuadro N° 57 Flujo de categorías de mantenimiento para Turbinas y Microturbinas					
Año	M2000	M8000	M16000	M20000	M40000
1	4	1	0	0	0
2	4	0	1	0	0
3	4	1	0	1	0
4	4	0	1	0	0
5	4	1	0	0	1
6	4	0	1	0	0
7	4	1	0	0	0
8	4	0	1	1	0
9	4	1	0	0	0
10	4	0	1	0	1
11	4	1	0	0	0
12	4	0	1	0	0
13	4	1	0	1	0
14	4	0	1	0	0
15	4	1	0	0	1
16	4	0	1	0	0
17	4	1	0	0	0
18	4	0	1	1	0
19	4	1	0	0	0
20	4	0	1	0	1

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 58 Flujo de categorías de mantenimiento para Motores Reciprocantes								
Año	M500	M1000	M2000	M4000	M6000	M8000	M16000	M32000
1	15	7	3	1	1	1	0	0
2	15	7	3	1	1	1	1	0
3	15	7	3	1	1	1	0	0
4	15	7	3	1	1	1	1	1
5	15	7	3	1	1	1	0	0
6	15	7	3	1	1	1	1	0
7	15	7	3	1	1	1	0	0
8	15	7	3	1	1	1	1	1
9	15	7	3	1	1	1	0	0
10	15	7	3	1	1	1	1	0
11	15	7	3	1	1	1	0	0
12	15	7	3	1	1	1	1	1
13	15	7	3	1	1	1	0	0
14	15	7	3	1	1	1	1	0
15	15	7	3	1	1	1	0	0
16	15	7	3	1	1	1	1	1
17	15	7	3	1	1	1	0	0
18	15	7	3	1	1	1	1	0
19	15	7	3	1	1	1	0	0
20	15	7	3	1	1	1	1	1

Fuente: Elaboración propia.

Además de los datos mostrados en las tablas anteriores, se utilizó la información registrada en el pliego tarifario de gas natural, costos de ERM, pliego tarifario de compra de energía a la red de Luz del Sur y el pliego tarifario de precios en Barra de Referencia (Información mostrada en el Capítulo V).

6.8 Desarrollo de la metodología para la evaluación de factibilidad.

Primeramente, hallaremos los parámetros técnicos representativos de la operación del sistema de generación distribuida y sus costos asociados. La siguiente metodología paso a paso, muestra dicho proceder.

a) Horas de parada anual (HPA): Viene a ser el tiempo que el equipo de generación para por mantenimientos programados durante un año determinado.

Es el resultado de la suma de los productos parciales entre el flujo anual de mantenimiento y las “horas hombre” (H.H.) usadas para el mantenimiento de los equipos (Cuadro N° 56).

Para el primer año de operación tenemos:

Cuadro N° 59 Cálculo de las horas de parada anual.					
Tipo	M2000	M8000	M16000	M20000	M40000
Flujo	4	1	0	0	0
H.H.	10	90	168	230	648
(Flujo)(H.H.)	40	90	0	0	0

$$HPA = 40 + 90 + 0 + 0 + 0 = 130 \text{ hrs}$$

b) Horas anuales de operación de la planta eléctrica (HAOPE): Viene a ser el tiempo que la planta de GD provee de energía eléctrica al hospital durante el año.

$$HAOPE = 8760 - HPA = 8760 - 130$$

$$HAOPE = 8630 \text{ hrs}$$

c) Horas anuales de operación de la planta térmica (HAOPT): Viene a ser el tiempo que la planta de GD provee de energía térmica (vapor) al hospital durante el año. Se basa en las horas de operación diaria de la planta térmica (ODPT), que para este caso son 19 hrs/día (Cuadro N° 48).

$$HAOPT = 365(ODPT) - HPA \text{ ; hrs}$$

$$HAOPT = 365(19) - 130$$

$$HAOPT = 6805 \text{ hrs}$$

d) Carga de operación de cada grupo (COG): Viene a ser la carga a la cual opera el grupo durante el año. Debido a que todo excedente de energía eléctrica se vende a la red, se asume que cada equipo trabajará a su máxima carga para logra una máxima eficiencia. Esto implica: COG = 100%

e) Eficiencia operativa de cada grupo (EOP): Se define así a la eficiencia del equipo trabajando a 100% de carga menos el ratio de eficiencia que se pierde por efecto de la temperatura ambiental.

Para el caso de microturbinas este ratio es igual a un 1% por cada °C por encima de los 15°C (Cuadro N° 54).

Según el Cuadro N° 48, tenemos que la temperatura media anual (TMA) es 19.7 °C, y del Cuadro N° 53 podemos ver que la eficiencia nominal (EN) de la Microturbina Pratt & Whitney ST5 de 395 kW es 32.7 % a plena carga.

$$EOP = EN [1 - 0.01(TMA - 15)] \%$$

$$EOP = 32.7 [1 - 0.01(19.7 - 15)] \% = 31.16 \%$$

f) Potencia efectiva de cada grupo (PEG): Viene a ser la potencia nominal (PN) del equipo de generación trabajando al 100% de carga menos el ratio de potencia que se pierde por efecto de la temperatura ambiental.

Para el caso de microturbinas se ha estimado que este ratio es igual a un 2.5% por cada °C por encima de los 15°C (Cuadro N° 54).

$$PEG = PN [1 - 0.025(TMA - 15)] \text{ ; kW}$$

$$PEG = 395 [1 - 0.025(19.7 - 15)] = 348.59 \text{ KW}$$

g) Potencia en arreglo (PAR): Es la potencia total del sistema de generación; es decir la potencia de las “N” unidades de generación que conforman dicho sistema (para el caso N = 2 unidades)

$$PAR = N (PEG) \quad ; \text{ kW}$$

$$PAR = 2 (348.59) = 697.18 \text{ kW}$$

h) Energía eléctrica autogenerada (EA): Es la energía producida por los equipos de generación.

$$EA = (PAR)(HAOPE)/1000 \quad ; \text{ MWh/año}$$

$$EA = (697.18)(8330)/1000 = 6016.66 \text{ MWh/año}$$

i) Demanda anual de energía eléctrica de la planta (DEE): Viene a ser la energía eléctrica que demanda la planta en un determinado año. Es el resultado de proyectar la demanda eléctrica actual⁶ (DAEE) al año de análisis⁷ (R), con la respectiva tasa de crecimiento⁸ (PDE).

$$DEE = DAEE [1 + R (PDE)] \quad ; \text{ MWh/año}$$

$$DEE = (1466.29) [1 + 1(0.01)] = 1480.95 \text{ MWh/año}$$

j) Demanda de energía térmica de la planta (DET): Viene a ser la energía térmica que demanda la planta en un determinado año. Es el resultado de proyectar la demanda térmica bruta actual (DAET) al año de análisis (R), con la respectiva tasa de crecimiento (PDT).

$$DET = DAET [1 + R (PDT)] \quad ; \text{ MWh/año}$$

$$DET = (4397) [1 + 1(0.02)] = 4484.94 \text{ MWh/año}$$

k) Demanda de potencia de la planta (DPP): Viene a ser la potencia máxima que demanda la planta en un determinado año. Es el resultado de proyectar la demanda máxima potencia contratada⁹ (MPC) al año de análisis (R), con la respectiva tasa de crecimiento (PDE).

$$DPP = MPC [1 + R (PDE)] \quad ; \text{ kW}$$

$$DPP = (450) [1 + 1(0.01)] = 454.5 \text{ kW}$$

l) Energía eléctrica comprada a la red (ECR): Viene a ser la energía adquirida a Luz del Sur durante las paradas por mantenimiento.

$$ECR = (HPA)(DEE) / 8760 \quad ; \text{ MWh/año}$$

$$ECR = 130 (1480.95)/8760 = 21.98 \text{ MWh/año}$$

⁶ DAEE = 1466.29 MWh/año, Ver Cuadro N° 49.

⁷ El análisis hecho es para el primer año R = 1.

⁸ Según proyecciones 1% anual (Ver premisas de diseño).

⁹ DPP = 450 kW, ver Cuadro N° 49.

m) Energía disponible para venta a la red (EDVR): Viene a ser la energía eléctrica excedente que puede ser comercializada.

$$EDVR = EA - (DEE - ECR) ; \text{ MWh/año}$$

$$EDVR = 6016.66 - (1480.95 - 21.98) = 4557.69 \text{ MWh/año}$$

n) Energía vendida en horas punta (EVHP): Es la energía que se vende en el período comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas.

$$EVHP = (5/24)(EDVR) = (5/24) (4557.69) = 949.52 \text{ MWh/año}$$

o) Energía vendida fuera de horas punta (EVFP): Es la energía que se vende en el período que no corresponde al de horas punta.

$$EVFP = (19/24)(EDVR) = (19/24)(4557.69) = 3608.17 \text{ MWh/año}$$

p) Potencia disponible para venta (PDV): Viene a ser la potencia excedente que puede ser comercializada.

$$PDV = PAR - DPP ; \text{ kW}$$

$$PDV = 697.18 - 454.4 = 242.78 \text{ kW}$$

q) Consumo de combustible en generación (CCG): Viene a ser la energía bruta que es entregada por el combustible para generar energía eléctrica, y es función de la eficiencia de los equipos de generación, su potencia y las horas de operación.

$$CCG = 10^{-3} (PEG)(HAOPE)/EOP ; \text{ MWh/año}$$

$$CCG = 10^{-3} (697.18)(8630)/0.3116 = 19308.93 \text{ MWh/año}$$

Expresado en volumen (m³) usando el poder calorífico inferior del gas natural (PCIGN = 0.0103498 MWh/m³):

$$CCG = 19308.93 / 0.0103498 = 1865633.15 \text{ m}^3/\text{año}$$

Si desarrollamos los cálculos efectuados en este acápite para el horizonte de análisis, tendremos:

Cuadro N° 60										
Consumo de gas natural a través del horizonte de análisis ¹⁰										
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CCG (m ³ /año)	1865434	1848574	1815718	1848574	1725365	1848574	1865434	1798858	1865434	1708504
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CCG (m ³ /año)	1865434	1848574	1815718	1848574	1725365	1848574	1865434	1798858	1865434	1708504

¹⁰ El cálculo realizado para el primer año presenta una ligera variación con respecto a los cálculos mostrados en la tabla, debido a que esta se ha elaborado en MS Excel tomando en cuenta la cantidad de decimales completos, esta es la razón de la variación (Error de 0.01% debido a que se aproximó a 2 cifras decimales para el cálculo manual); como el error es menor a 1%, el cálculo se considera válido para el análisis ingenieril subsiguiente.

De aquí se desprende que la planta tendrá un promedio anual de consumo de gas igual a:

$$PACG = 1819047 \text{ m}^3/\text{año}$$

r) Energía de las calderas durante las paradas (ECDP): Esta dado por el producto de las horas de parada por la demanda específica de energía térmica¹¹ (DEET) afectada de la tasa de proyección de crecimiento de la demanda¹² (PDT), para el año respectivo.

$$ECDP = (HPA) (DEET) [1 + R (PDT)]$$

$$ECDP = (130)(0.634) [1 + 1(0.02)] = 84.07 \text{ MWh/año}$$

Según esto el consumo de combustible en las calderas (CCC) está dado por:

$$CCC = ECDP / PCI_{PI5} \quad ; \quad \text{Gal}$$

$$CCC = 84.07 / 0.040738 = 2063.67 \text{ Gal}$$

Donde PCI_{PI5} viene a ser el poder calorífico del petróleo industrial N° 5 (0.040738 MWh/gal).

s) Energía térmica recuperada (ETR): Es la energía neta de los gases recuperada por el H.R.S.G. (Heat Recovery Steam Generator o la llamada “caldera de recuperación”).

Definimos la máxima energía térmica recuperable (MWh/año) con la siguiente expresión:

$$METR = N_{HRSH} (0.95 - EOP)(CCG)$$

Donde N_{HRSH} es la eficiencia de la caldera de recuperación (85%)¹³.

Así también la energía térmica neta suministrada por las calderas, en base a la eficiencia promedio de conversión de energía (EPCE¹⁴):

$$ETNC = (EPCE)(ECDP) \quad ; \quad \text{MWh/año}$$

Luego definimos la energía térmica neta recuperada:

$$ETN = METR - ETNC \quad ; \quad \text{MWh/año}$$

Para el caso de motores reciprocantes, solamente cambia la expresión para la máxima energía térmica recuperable:

$$METR = N_{HRSH} (CUM)(CCG) \quad ; \quad \text{MWh/año}$$

Donde CUM viene a ser el porcentaje de calor útil recuperable en motores (28% de la energía bruta suministrada por el combustible).

¹¹ DEET= 0.634 MWh/h; Ver Cuadro N° 49.

¹² Según proyecciones 2% anual (Ver premisas de diseño).

¹³ Ver Cuadro N° 54.

¹⁴ Se define así a la relación que existe entre la energía neta suministrada por las calderas y la energía entregada por el combustible. Para el caso en estudio es: 3518/ 4397 = 80%; Ver Cuadro N° 49.

Luego la energía térmica recuperada para una turbina de gas se define como:

Caso I: Si $DET > ETN \rightarrow ETR = ETN$
Caso II: Si $DET < ETN \rightarrow ETR = DET - ETNC$

Para el caso en estudio tendremos que la máxima energía térmica recuperable:

$$METR = 0.85 (0.95 - 0.3116)(19308.93) = 10477.80 \text{ MWh/año}$$

Mientras que la energía térmica neta suministrada por las calderas:

$$ETNC = (0.80)(84.07) = 67.27 \text{ MWh/año}$$

Luego definimos la energía térmica neta recuperada:

$$ETN = METR - ETNC \quad ; \quad \text{MWh/año}$$

$$ETN = 10477.80 - 67.27 = 10410.53 \text{ MWh/año}$$

Como puede observarse $DET < ETN$, por lo tanto la energía térmica recuperada:

$$ETR = 4484.94 - 67.27$$

$$ETR = 4417.67 \text{ MWh/año}$$

t) Energía térmica necesaria para cubrir los picos (EPCP): Es igual a la energía que se demanda del sistema de postcombustión para cubrir los picos de la demanda.

Se calcula a partir del diagrama de carga de vapor para el día típico.

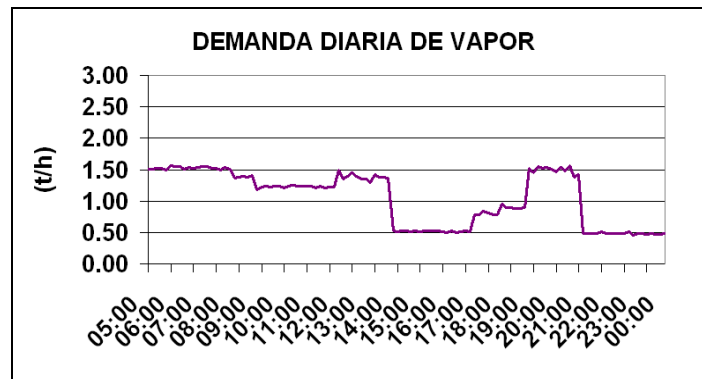


Figura N° 38: Demanda diaria de vapor de la planta.

El procedimiento consiste en comparar la máxima demanda de vapor (1.57 Tn/h; para el caso en análisis) y la producción de vapor del sistema. Como la alternativa se compone de dos microturbinas que pueden proveer 0.92 Tn/h (1.84Tn/h) cada una, no habrá necesidad de postcombustión.

Si la capacidad de generación de vapor del equipo fuera menor que la demanda máxima, deberá calcularse el equivalente de energía del suministro de vapor deficitario (el

equivalente en energía del vapor, o en otras palabras del área por encima de la capacidad de producción del sistema de cogeneración expresada en energía); dicha energía vendría a ser la energía térmica necesaria para cubrir los picos.

Por ejemplo, si tuviéramos un equipo de generación cuya máxima capacidad fuera 1 Tn/h, dicho equipo no cubre los picos (máxima demanda 1.57 Tn/h) y la demanda promedio (1.05 Tn/h), entonces, para saber cual es el déficit de vapor, integraríamos la curva por de bajo de 1Tn/h (16.67 kg/min). Para ejemplificar el procedimiento, se muestra la tabla siguiente para 40 min de operación.

Cuadro N° 61 Cálculo de la energía térmica deficitaria						
Tiempo	Curva de demanda diaria (t/h)	Demanda (kg/h)	Producción (Kg/min)	Producción del equipo (Kg/min)	Deficit (kg/min)	Energía requerida para cubrir picos (MWh)
10	1.567	1 567.29	26.12	16.67	9.45	0.077
20	1.566	1 565.77	26.10	16.67	9.43	0.077
30	1.555	1 555.10	25.92	16.67	9.25	0.075
40	1.554	1 554.59	25.91	16.67	9.24	0.075

Fuente: Elaboración propia.

Donde la energía deficitaria (E_{PC}), se calcula de la siguiente manera:

$$E_{PC} = \frac{60 k t \Delta V(h_v - h_f)}{N_{HRSG}}$$

Donde:

k : Factor de conversión de kCal a MWh.

t : Intervalo de tiempo (min).

ΔV : Déficit de vapor (kg/min).

h_v : Entalpía del vapor saturado (kcal/kg).

h_f : Entalpía del agua de alimentación (kcal/kg).

N_{HRSG} : Eficiencia del HRSG (85%).

Por ejemplo para los primeros 10 min, tenemos un déficit de vapor de 9.45 kg/min, entonces la energía equivalente será:

$$E_{PC} = \frac{60 (1.2 \times 10^{-6}) (0.17) (9.45) (66.15 - 70.487)}{0.85} = 0.077 \text{ MWh}$$

Finalmente la energía necesaria para cubrir los picos estará dada por la suma de las energías parciales halladas.

u) Costo de combustible usado en generación (CCUG): Viene dado por el producto del consumo anual de gas natural por la respectiva tarifa (TGN), afectados del índice inflacionario (INF = 2% anual) para el año de evaluación.

Como vimos, el promedio anual de consumo de gas es: $PACG = 1819047 \text{ m}^3/\text{año}$. Usaremos dicho promedio para hallar el consumo mensual de gas (CMG) correspondiente.

$$CMG = PACG / 12$$

$$CMG = 1819047 / 12 = 151\,587.25 \text{ m}^3/\text{mes}$$

Dicho rango de consumo se ubica en la categoría tarifaria “C” donde el costo del gas (TGN) es: $0.12178 \text{ US\$} / \text{m}^3$ (ver Cuadro N° 40 del Capítulo V).

Luego el costo del combustible usado en generación será:

$$CCUG = (CCG)(TGN)(1+INF)^n$$

$$CCUG = (1865633.15)(0.12178)(1 + 0.02)^1 = 231\,740.74 \text{ US\$}/\text{año}$$

v) Costo del combustible usado en las calderas (CCUC): Es el resultado del producto de la cantidad de combustible consumido por las calderas durante las paradas, por la respectiva tarifa (CCU = $51.53 \text{ US\$}/\text{MWh}$) y llevado al año correspondiente afectado del índice inflacionario (INF = 2% anual).

$$CCUC = (CCC)(CCU)(1+INF)^n$$

$$CCUC = (84.07)(51.53) (1 + 0.02)^1 = 4\,418.77 \text{ US\$}/\text{año}$$

w) Costo de la acometida y ERM de gas: El procedimiento seguido para el dimensionamiento de la acometida, se vio en el punto 5.6.2 del Capítulo V.

Dichos cálculos muestran que la conexión deberá hacerse mediante una tubería de acero de 2”, cuyo costo específico es $\text{US\$} 58$ por metro (ver Cuadro N° 28 del Capítulo V). La conexión a la red se hará mediante una tubería de 40 m, entonces el tope máximo de conexión será:

$$(40\text{m}) \times (58 \text{ US\$}/\text{m}) = \text{US\$} 2\,320$$

Para el caso de la ERM, observamos que el consumo promedio mensual de gas (CMG) es de $151587.25 \text{ m}^3/\text{mes}$; con este valor podemos hallar el consumo específico por hora de operación (CEOO):

$$CEOO = (151587.25 \text{ m}^3/\text{mes}) / [(30\text{días}/\text{mes})(24 \text{ h}/\text{día})]$$

$$CEOO = 210.53 \text{ m}^3/\text{h}$$

De este valor y de la Tabla N° 30 del Capítulo V, se desprende que la acometida a usar será la “I2”, con un costo de $\text{US\$} 17\,717$.

x) Costos de mantenimiento de acometida (CMA): Están dados por los componentes respectivos registrados en el Cuadro N° 29 del Capítulo V; y según el pliego tarifario de gas aplicable (“C”), vemos que estará compuesta por un mantenimiento anual y 3 mantenimientos cuatrimestrales. Todo esto afectado del respectivo índice inflacionario.

$$CMA = [MA + 3 MC](1+INF)^n$$

$$CMA = [90.36 + 3 (77.26)] (1 + 0.02)^1 = 328.58 \text{ US$/año}$$

Por comodidad las inspección que se realiza al mes de instalada la acometida, se incluirá dentro de la inversión inicial.

y) Costo de la energía eléctrica comprada a la red (CEER): Está dado por el producto de la energía comprada a la red y la tarifa correspondiente (TER) registrada en el Cuadro N° 51 (55.54 US\$/MWh).

$$CEER = (ECR)(TER) ; \text{ US$/año}$$

$$CEER = (21.98)(55.54) = 1\,220.77 \text{ US$/año}$$

z) Ingreso por venta de energía (IVEE): Como se vio en el Capítulo V, el precio de venta de energía genera tres ingresos y un peaje: ingreso por Potencia de Punta a Nivel Generación (PPNG = 4.82 US\$/kW), ingreso por la venta de energía en Horas de Punta (PEHP = 33.93 US\$/MWh), ingreso por la venta de energía en Horas Fuera de Punta (PEFP = 27.07 US\$/MWh) y el cargo por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT = 3.60 US\$/kW). Para más detalle ver Cuadro N° 43 del Capítulo V.

Ingreso por energía vendida en horas punta (IVHP):

$$IVHP = (EVHP)(PEHP)(1+INF)^n$$

$$IVHP = (949.52)(33.93)(1 + 0.02)^1 = 32\,861.56 \text{ US$/año}$$

Ingreso por energía vendida fuera de horas punta (IVFP):

$$IVFP = (EVFP)(PEFP)(1+INF)^n$$

$$IVFP = (3608.17)(27.07)(1 + 0.02)^1 = 99\,626.62 \text{ US$/año}$$

Ingreso por venta de potencia (IVP):

$$IVP = 12 (PDV)(PPNG)(1+INF)^n$$

$$IVP = 12 (242.78)(4.82)(1 + 0.02)^1 = 14\,323.24 \text{ US$/año}$$

Peaje por conexión al sistema principal de transmisión (PSPT):

$$PSPT = 12 (PDV)(PCSPT)(1+INF)^n$$

$$PSPT = 12 (242.78)(3.60)(1 + 0.02)^1 = 10\,697.86 \text{ US$/año}$$

Finalmente:

$$IVEE = IVHP + IVFP + IVP - PSPT = 136\,113.56 \text{ US$/año}$$

aa) Inversiones: La inversiones hechas se han estimado sobre la base de la información suministrada por el Gas Research Institute, en el documento “The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets”. En dicho documento se registra la tabla siguiente.

Cuadro N° 62 Índices de inversión						
Tecnología	Motor a gas			Turbinas de gas		
Indices	Menores a 1.5 MW	Mayores a 1.5 MW	Mayores a 10 MW	Menores a 1 MW	Mayores a 1 MW	Mayores a 8 MW
Costo del Generador (US\$/kW)	250	425	600	300	450	600
Costo del HRSG ¹⁵ (US\$/kW)	75	112.5	150	100	150	200
Costo Instalado (US\$/kW)	600	800	1000	650	775	900

Fuente: Gas Research Institute.

Donde los costos están expresados en función de la capacidad (potencia) del grupo generador. Tal es así que para nuestro ejemplo usaremos los índices que se localizan por debajo de 1 MW (la capacidad de cada microturbina es de 395 KW cada una). Los resultados de la aplicación de dichos índices se muestran en la siguiente tabla.

Cuadro N° 63 Inversiones realizadas.		
Inversión	Monto	Moneda
Costo de grupos generadores*	237 000	US\$
Costo del HRSG*	79 000	US\$
Obra civil y sistemas auxiliares	197 500	US\$
Inversión en acometida	2 320	US\$
Estación de regulación y medición	17 717	US\$
Inspección inicial	52	US\$
TOTAL INVERSIÓN	533 589	US\$

(*) Calculados en base al producto de la capacidad del equipo por el índice respectivo¹⁶.

bb) Costo de mantenimiento por repuestos (CMR): Esta dado por el producto de los flujos de categorías de mantenimiento para cada año y los costos de repuestos por cada categoría. Así tenemos que para el equipo de generación usado se tiene la siguiente estructura de costos (ver Cuadro N° 56):

Cuadro N° 64 Costos de mantenimiento (Repuestos)	
Categorías de mantenimiento	Costo (US\$)
Servicio a las 2000 hrs	592
Servicio a las 8000 hrs	948
Servicio a las 16000 hrs	2 322
Servicio a las 20000 hrs	5 451
Servicio general a las 40 000 hrs	10 072

¹⁵ Este costo está incluido dentro del costo instalado.

¹⁶ No olvidar que son dos unidades. Además las inversiones Obra civil y sistemas auxiliares se han hallado como la diferencia entre el costo instalado y el costo de los grupos generadores.

Estos costos se han hallado como resultado del producto de la inversión en el motor primo y los índices porcentuales del Cuadro N° 56. Así tenemos que según el flujo de categorías de mantenimiento (Cuadro N° 57), en el primer año se realizarán 4 mantenimientos de 2000 hrs y uno de 8000 hrs (no olvidar que son 2 unidades):

$$CMR = 2[4(592.50) + 1(948.00)] (1+0.02)^1 = \text{US\$ } 6\,768.72$$

cc) Costo de mano de obra (CMO): El costo de mano de obra para los mantenimientos esta dado por el producto de los flujos de mantenimiento por las horas de parada anuales y por la tarifa correspondiente (US\$/H.H.= 20).

Cuadro N° 65	
Costos de mantenimiento (Mano de obra)	
Categorías de mantenimiento	(H.H.)*
Servicio a las 2000 hrs	10
Servicio a las 8000 hrs	90
Servicio a las 16000 hrs	168
Servicio a las 20000 hrs	230
Servicio general a las 40 000 hrs	648

(*) Horas hombre.

Se tienen: 4 mantenimientos de 2000 hrs y uno de 8000 hrs, entonces:

$$CMO = 2[4(10) + 1(90)](20)(1+0.02)^1 = \text{US\$ } 5\,304$$

dd) Costo de lubricantes usados en mantenimientos (CLM): Sabemos que el cambio de aceite para los motores se da a las 1000 hrs y en las turbinas cada 2000 hrs. Entonces el CLM estará dado por producto del flujo de cambios de aceite anuales (4 cambios / año), la capacidad del equipo (58.16 gal)¹⁷ y el costo del lubricante (7.5 US\$/gal); todo afectado por el respectivo índice inflacionario.

Así tenemos que para el primer año habrán 4 cambios:

$$CLM = 2(4)(58.16)(7.5) (1+0.02)^1 = \text{US\$ } 3\,559$$

ee) Costo de mantenimiento del sistema de recuperación de calor (CMSR): Durante los mantenimientos es común destinar un costo fijo al sistema de producción de vapor (HRSG y ductos) y para el mantenimiento del postcombustor.

Se ha estimado que dicho monto asciende en promedio a US\$ 10 000 por año. Llevando a valor futuro dicho monto, se tendrá:

$$CMSR = (10\,000) (1+0.02)^1 = 10\,200 \text{ US$/año}$$

ff) Costo de mantenimiento de las calderas (CMC): Para hallar dicho costo, primero hallamos el costo específico de mantenimiento de las calderas (CEMC), que está dado por

¹⁷ Para el caso de las microturbinas Pratt & Whitney ST5.

el cociente entre el costo de mantenimiento anual de la planta (CMAP)¹⁸ entre la demanda de energía térmica anual:

$$CEMC = CMAP / DET \quad ; \quad \text{US\$/MWh}$$

$$CEMC = 12\,000 / 4397 = 2.729 \text{ US\$/MWh}$$

Luego el costo de mantenimiento de las calderas está dado por:

$$CMC = (CEMC)(ECDP)(1+INF)^n \quad ; \quad \text{US\$/año}$$

$$CMC = (2.729)(84.07)(1+0.02)^1 = 234.02 \text{ US\$/año}$$

gg) Costo de operación de la planta (COP): Como se mencionó en las premisas de diseño, la planta de generación será administrada por 3 operadores los cuales representan un desembolso anual de US\$ 36 000. El costo de operación para el primer año de operación, vendrá a estar dado por:

$$COP = 36\,000 (1+0.02)^1 = 36720 \text{ US\$/año}$$

hh) Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y la relación Energía Eléctrica/Calor Útil (C): Como se vió en el punto 4.5.2 del Capítulo IV, los valores de REE y C se calculan para las condiciones de operación en máxima capacidad efectiva de la central y una (01) hora de operación continua ($Z = 1h$). Los datos a usar se dan a continuación:

Energía eléctrica generada en bornes de alternador:

$$E = Z(N)(PN) = (1h)(2)(0.395 \text{ MW}) = 0.790 \text{ MWh.}$$

La energía térmica entregada por el combustible:

$$Q = Z N (PN/EN) = (1h)(2)(0.395 \text{ MW}/0.327) = 2.416 \text{ MWh}$$

El Calor útil:

$$V = N_{HRSH} (N)(0.95 - EN)(PN/EN) = (0.85)(2)(0.95-0.327)(0.395\text{MW}/0.327) = 1.279 \text{ MWh}$$

La relación Energía Eléctrica / Calor Útil (C):

$$C = E / V = 0.790 \text{ MWh} / 1.279 \text{ MWh} = 0.62$$

El Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE):

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}} = \frac{0.790}{2.416 - \frac{1.279}{0.9}} = 0.79$$

¹⁸ Dicho costo asciende a US\$ 12 000 anuales. Ver Cuadro N° 51.

Las tablas mostradas a continuación muestran los resultados de los cálculos realizados para la alternativa factible a lo largo de todo el periodo de análisis.

Cuadro N° 66 Resultados del análisis de factibilidad.						
Año	Horas de parada	Horas de operación planta eléctrica	Horas de operación planta térmica	Energía autogenerada (MWh/año)	Energía comprada a la red (MWh/año)	Energía disponible para venta (MWh/año)
1	130	8 630	6 805	6 017	22	4 558
2	208	8 552	6 727	5 962	36	4 502
3	360	8 400	6 575	5 856	62	4 408
4	208	8 552	6 727	5 962	36	4 474
5	778	7 982	6 157	5 565	137	4 162
6	208	8 552	6 727	5 962	37	4 445
7	130	8 630	6 805	6 017	23	4 471
8	438	8 322	6 497	5 802	79	4 298
9	130	8 630	6 805	6 017	24	4 442
10	856	7 904	6 079	5 510	158	4 055
11	130	8 630	6 805	6 017	24	4 414
12	208	8 552	6 727	5 962	39	4 359
13	360	8 400	6 575	5 856	68	4 268
14	208	8 552	6 727	5 962	40	4 331
15	778	7 982	6 157	5 565	150	4 029
16	208	8 552	6 727	5 962	40	4 302
17	130	8 630	6 805	6 017	25	4 327
18	438	8 322	6 497	5 802	86	4 159
19	130	8 630	6 805	6 017	26	4 298
20	856	7 904	6 079	5 510	172	3 923

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 67 Resultados del análisis de factibilidad.							
Año	Energía vendida en horas punta (MWh/año)	Energía vendida fuera de punta (MWh/año)	Potencia disponible para venta (kW)	Consumo de combustible en generación (MWh/año)	Consumo de combustible en generación (m³/año)	Energía de las calderas en las paradas (MWh/año)	Consumo de combustible en las calderas (Gal/año)
1	950	3 608	243	19 307	1' 865 434	84	2 064
2	938	3 564	238	19 132	1' 848 574	137	3 367
3	918	3 490	234	18 792	1' 815 718	242	5 939
4	932	3 542	229	19 132	1' 848 574	142	3 496
5	867	3 295	225	17 857	1' 725 365	543	13 319
6	926	3 519	220	19 132	1' 848 574	148	3 626
7	932	3 540	216	19 307	1' 865 434	94	2 306
8	895	3 402	211	18 618	1' 798 858	322	7 907
9	925	3 517	207	19 307	1' 865 434	97	2 387
10	845	3 211	202	17 683	1' 708 504	651	15 986
11	919	3 494	198	19 307	1' 865 434	101	2 468
12	908	3 451	193	19 132	1' 848 574	164	4 014
13	889	3 379	189	18 792	1' 815 718	288	7 059
14	902	3 428	184	19 132	1' 848 574	169	4 143
15	839	3 189	180	17 857	1' 725 365	641	15 740
16	896	3 406	175	19 132	1' 848 574	174	4 273
17	901	3 425	171	19 307	1' 865 434	110	2 711
18	866	3 292	166	18 618	1' 798 858	378	9 270
19	895	3 403	162	19 307	1' 865 434	114	2 792
20	817	3 106	157	17 683	1' 708 504	760	18 650

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 68 Resultados del análisis de factibilidad.						
Año	Energía térmica recuperada (MWh/año)	Energía térmica para cubrir los picos de la demanda (MWh/año)	Consumo de combustible en postcombustión (m³/año)	Costo de combustible usado en generación (US\$/año)	Costo de combustible usado en postcombustión (US\$/año)	Costo del combustible usado en las calderas (US\$/año)
1	4 418	0	0	231 754	0	4 419
2	4 463	0	0	234 253	0	7 353
3	4 467	0	0	234 691	0	13 230
4	4 635	0	0	243 716	0	7 944
5	4 403	0	0	232 022	0	30 869
6	4 806	0	0	253 563	0	8 571
7	4 937	0	0	260 993	0	5 562
8	4 843	0	0	256 712	0	19 448
9	5 111	0	0	271 537	0	5 989
10	4 755	0	0	253 668	0	40 908
11	5 284	0	0	282 507	0	6 443
12	5 321	0	0	285 553	0	10 687
13	5 310	0	0	286 087	0	19 170
14	5 493	0	0	297 089	0	11 477
15	5 203	0	0	282 833	0	44 471
16	5 665	0	0	309 091	0	12 314
17	5 804	0	0	318 149	0	7 969
18	5 678	0	0	312 930	0	27 795
19	5 977	0	0	331 002	0	8 538
20	5 548	0	0	309 219	0	58 177

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 69 Resultados del análisis de factibilidad.								
Año	Costo de mantto de la acometida (US\$/año)	Costo de energía eléctrica comprada (US\$/año)	Ingreso por venta de energía (US\$/año)	Costo de mantto por repuestos (US\$/año)	Costo de mano de obra para mantto (US\$/año)	Costo de lubricantes para mantto (US\$/año)	Mantto del sistema de recuperación de calor (US\$/año)	Costo de mantto de las calderas (US\$/año)
1	329	1 245	136 119	6 769	5 304	3 077	10 200	234
2	335	2 052	137 127	9 764	8 656	3 138	10 404	389
3	342	3 657	136 954	18 611	15 281	3 201	10 612	701
4	349	2 176	141 641	10 159	9 006	3 265	10 824	421
5	356	8 383	134 599	29 568	34 359	3 330	11 041	1 635
6	363	2 308	146 297	10 569	9 370	3 397	11 262	454
7	370	1 485	150 001	7 623	5 973	3 465	11 487	295
8	377	5 152	147 131	23 770	20 527	3 534	11 717	1030
9	385	1 574	154 920	7 931	6 214	3 605	11 951	317
10	393	10 669	144 496	35 997	41 738	3 677	12 190	2 167
11	401	1 668	159 992	8 251	6 466	3 750	12 434	341
12	409	2 746	161 149	11 903	10 552	3 825	12 682	566
13	417	4 891	160 912	22 687	18 628	3 902	12 936	1 015
14	425	2 908	166 409	12 384	10 978	3 980	13 195	608
15	434	11 192	158 065	36 044	41 883	4 060	13 459	2 355
16	442	3 079	171 831	12 884	11 422	4 141	13 728	652
17	451	1 980	176 165	9 292	7 281	4 224	14 002	422
18	460	6 861	172 742	28 975	25 023	4 308	14 282	1 472
19	469	2 095	181 891	9 667	7 575	4 394	14 568	452
20	479	14 187	169 559	43 880	50 879	4 482	14 859	3 081

Fuente: Elaboración propia.

Los costos asociados a la operación de la planta sin proyecto, se han calculado proyectando las demandas y costos referenciales del año base, a lo largo del periodo de análisis. A continuación se muestra el ejemplo para el primer año de análisis:

Máxima demanda de planta = (319 kW) [1+1(0.01)] = 322 kW.

Demanda promedio anual = (294 kW)[1+1(0.01)] = 297 kW.

Demanda de energía eléctrica = (1466MWh/año)[1+1(0.01)] = 1 481 MWh/año.

Demanda de energía térmica = (4397MWh/año) [1+1(0.01)] = 4 485 MWh/año.

Costo de E. Eléctrica = (1481 MWh/año) (55.54 US\$/MWh) (1+0.01)¹ = 83 881 US\$/año.

Costo de E. Térmica = (4485 MWh/año)(51.53 US\$/MWh) (1+0.01)¹ = 235 731 US\$/año.

Costo de mantenimiento de la planta:

[12000 US\$/año/(4397 MWh/año)] (4485 MWh/año) (1+0.01)¹ = 12 485 US\$/año.

Costo de operación de la planta = (9000 US\$/año) (1+0.01)¹ = 9 180 US\$/año.

Consumo de combustible¹⁹ PI N° 5 = (4485 MWh/año)/(0.0407 MWh/Gal) = 110 092 Gal.

El resultado de los cálculos para todo el horizonte de análisis se muestra en el cuadro siguiente.

<p align="center">Cuadro N° 70 Proyección de la operación anual de la planta sin proyecto.</p>									
Año	Máxima demanda de planta (MW)	Demanda promedio anual (MW)	Demanda de energía eléctrica (MWh/año)	Demanda de energía térmica (MWh/año)	Costo de E.E importada (US\$/año)	Costo de E. Térmica (US\$/año)	Costo de mantto de la planta (US\$/año)	Costo de operación de la planta (US\$/año)	Consumo de combustible PI N° 5 (gal/año)
1	322	297	1 481	4 485	83 881	235 731	12 485	9 180	110 092
2	325	300	1 495	4 573	86 405	245 160	12 984	9 364	112 250
3	329	303	1 510	4 661	88 997	254 873	13 499	9 551	114 409
4	332	306	1 525	4 749	91 659	264 875	14 028	9 742	116 568
5	335	309	1 539	4 837	94 391	275 176	14 574	9 937	118 726
6	338	312	1 554	4 925	97 196	285 783	15 136	10 135	120 885
7	341	315	1 569	5 013	100 075	296 703	15 714	10 338	123 044
8	345	318	1 583	5 101	103 030	307 947	16 309	10 545	125 202
9	348	320	1 598	5 188	106 064	319 522	16 923	10 756	127 361
10	351	323	1 613	5 276	109 178	331 436	17 554	10 971	129 520
11	354	326	1 627	5 364	112 374	343 699	18 203	11 190	131 678
12	357	329	1 642	5 452	115 654	356 320	18 871	11 414	133 837
13	360	332	1 657	5 540	119 020	369 309	19 559	11 642	135 996
14	364	335	1 671	5 628	122 475	382 674	20 267	11 875	138 154
15	367	338	1 686	5 716	126 020	396 426	20 996	12 113	140 313
16	370	341	1 701	5 804	129 658	410 576	21 745	12 355	142 472
17	373	344	1 715	5 892	133 392	425 133	22 516	12 602	144 630
18	376	347	1 730	5 980	137 222	440 107	23 309	12 854	146 789
19	380	350	1 745	6 068	141 153	455 511	24 125	13 111	148 948
20	383	353	1 759	6 156	145 186	471 355	24 964	13 374	151 106

Fuente: Elaboración propia.

¹⁹ En base al poder calorífico inferior del PI N° 5 = 0.0407 MWh/Gal.

Con los datos registrados en las tablas anteriores, procedemos a elaborar el balance energético para la alternativa. El cuadro siguiente muestra dicha información.

Cuadro N° 71 Balance energético de la alternativa factible (02 Microturbinas a Gas Pratt & Whitney ST5 de 395 kW)										
Año	ENERGÍA ELÉCTRICA				ENERGÍA TÉRMICA			COMBUSTIBLES		
	Autogeneración (MWh/año)	Energía eléctrica de la red (MWh/año)	Consumo de planta (MWh/año)	Exceso para venta (MWh/año)	Demanda de la planta (MWh/año)	Aporte de calderas existentes (MWh/año)	Aporte de caldera de recuperación (MWh/año)	Equipo de generación (MWh/año)	Sistema de Postcombustión (MWh/año)	Calderas existentes (MWh/año)
1	6 017	22	1 481	4 558	3 588	67	4 418	19 307	0	84
2	5 962	36	1 495	4 502	3 658	110	4 463	19 132	0	137
3	5 856	62	1 510	4 408	3 729	194	4 467	18 792	0	242
4	5 962	36	1 525	4 474	3 799	114	4 635	19 132	0	142
5	5 565	137	1 539	4 162	3 869	434	4 403	17 857	0	543
6	5 962	37	1 554	4 445	3 940	118	4 806	19 132	0	148
7	6 017	23	1 569	4 471	4 010	75	4 937	19 307	0	94
8	5 802	79	1 583	4 298	4 080	258	4 843	18 618	0	322
9	6 017	24	1 598	4 442	4 151	78	5 111	19 307	0	97
10	5 510	158	1 613	4 055	4 221	521	4 755	17 683	0	651
11	6 017	24	1 627	4 414	4 291	80	5 284	19 307	0	101
12	5 962	39	1 642	4 359	4 362	131	5 321	19 132	0	164
13	5 856	68	1 657	4 268	4 432	230	5 310	18 792	0	288
14	5 962	40	1 671	4 331	4 503	135	5 493	19 132	0	169
15	5 565	150	1 686	4 029	4 573	513	5 203	17 857	0	641
16	5 962	40	1 701	4 302	4 643	139	5 665	19 132	0	174
17	6 017	25	1 715	4 327	4 714	88	5 804	19 307	0	110
18	5 802	86	1 730	4 159	4 784	302	5 678	18 618	0	378
19	6 017	26	1 745	4 298	4 854	91	5 977	19 307	0	114
20	5 510	172	1 759	3 923	4 925	608	5 548	17 683	0	760

Fuente: Elaboración propia en base a los datos calculados en la metodología.

Para visualizar mejor el impacto económico, elaboramos un balance que muestra los principales costos que representa el proyecto.

Cuadro N° 72 Balance económico de la alternativa factible (02 Microturbinas a Gas Pratt & Whitney ST5 de 395 kW)												
Año	COSTOS DE O&M				COMBUSTIBLES		ENERGÍA ELÉCTRICA			CUENTA DE EXPLOTACIÓN		
	Costo de operación de planta de GD (US\$/año)	Costo de mantto de grupos de generación (US\$/año)	Costo de mantto del HSRG (US\$/año)	Costo por mantto de acometida (US\$/año)	Costo del combustible usado en generación (US\$/año)	Costo del combustible usado en calderas (US\$/año)	Compra de energía eléctrica (US\$/año)	Venta de Energía eléctrica (US\$/año)	Ingresos anuales (US\$/año)	Cuenta de Explotación del Sistema de GD (US\$/año)	Cuenta de Explotación de la Planta sin Proyecto (US\$/año)	Beneficio Neto (US\$/año)
1	36 720	15 149	10 200	329	231 754	4 419	1 245	136 119	136 119	163697	341 277	177 580
2	37 454	21 559	10 404	335	234 253	7 353	2 052	137 127	137 127	176282	353 913	177 631
3	38 203	37 094	10 612	342	234 691	13 230	3 657	136 954	136 954	200875	366 919	166 044
4	38 968	22 430	10 824	349	243 716	7 944	2 176	141 641	141 641	184766	380 304	195 538
5	39 747	67 258	11 041	356	232 022	30 869	8 383	134 599	134 599	255076	394 077	139 001
6	40 542	23 336	11 262	363	253 563	8 571	2 308	146 297	146 297	193647	408 249	214 602
7	41 353	17 061	11 487	370	260 993	5 562	1 485	150 001	150 001	188308	422 831	234 522
8	42 180	47 831	11 717	377	256 712	19 448	5 152	147 131	147 131	236286	437 832	201 546
9	43 023	17 750	11 951	385	271 537	5 989	1 574	154 920	154 920	197289	453 264	255 975
10	43 884	81 412	12 190	393	253 668	40 908	10 669	144 496	144 496	298627	469 138	170 511
11	44 761	18 467	12 434	401	282 507	6 443	1 668	159 992	159 992	206688	485 466	278 778
12	45 657	26 280	12 682	409	285 553	10 687	2 746	161 149	161 149	222864	502 260	279 395
13	46 570	45 217	12 936	417	286 087	19 170	4 891	160 912	160 912	254376	519 531	265 154
14	47 501	27 342	13 195	425	297 089	11 477	2 908	166 409	166 409	233528	537 291	303 764
15	48 451	81 987	13 459	434	282 833	44 471	11 192	158 065	158 065	324762	555 555	230 793
16	49 420	28 446	13 728	442	309 091	12 314	3 079	171 831	171 831	244689	574 334	329 645
17	50 409	20 797	14 002	451	318 149	7 969	1 980	176 165	176 165	237591	593 642	356 051
18	51 417	58 306	14 282	460	312 930	27 795	6 861	172 742	172 742	299310	613 493	314 183
19	52 445	21 637	14 568	469	331 002	8 538	2 095	181 891	181 891	248864	633 900	385 036
20	53 494	99 241	14 859	479	309 219	58 177	14 187	169 559	169 559	380099	654 878	274 780

Fuente: Elaboración propia en base a los datos calculados en la metodología.

Con los resultados obtenidos en el balance económico mostrado, procedemos a elaborar el flujo de caja del proyecto.

DATOS BÁSICOS		
Inversión	(US\$)	533 589
Interés	(% / año)	12%
Inflación	(% / año)	2%
Horizonte de inversión	(años)	20

INDICADORES ECONÓMICOS		
Beneficio ²⁰	(US\$)	1' 601 525
Periodo de Retorno	(Años)	4
V.A.N.	(US\$)	1' 067 936
T.I.R.	(%)	34.97 %

Cuadro N° 73										
Flujo de caja de la alternativa factible (primera parte)										
AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SITUACIÓN ACTUAL										
Compra de Energía Eléctrica	83 881	86405	88 997	91 659	94 391	97 196	100 075	103 030	106 064	109 178
Combustible	235 731	245 160	254 873	264 875	275 176	285 783	296 703	307 947	319 522	331 436
Operación y Mantenimiento	21 665	22 348	23 049	23 770	24 511	25 271	26 052	26 854	27 678	469 138
COSTO ACTUAL	341 277	353 913	366 919	380 304	394 078	408 250	422 830	437 831	453 264	909 752
PLANTA DE COGENERACIÓN										
Compra de Energía Eléctrica	1 245	2 052	3 657	2 176	8 383	2 308	1 485	5 152	1 574	10 669
Venta de Energía Eléctrica	-136 119	-137 127	-136 954	-141 641	-134 599	-146 297	-150 001	-147 131	-154 920	-144 496
Combustible	236 173	241 605	247 921	251 660	262 891	262 134	266 554	276 160	277 526	294 575
Operación y Mantenimiento	62 398	697 52	86 251	72 570	118 401	75 502	70 270	102 105	73 109	137 879
EXPLOTACIÓN TOTAL	163 697	176 282	200 875	184 766	255 076	193 647	188 308	236 286	197 289	298 627
FLUJO DE FONDOS BRUTO	177 580	177 631	166044	195 538	139 001	214 602	234 522	201 546	255 975	170 511
PAGO A LA DEUDA	177 580	177 631	166 044	181 336	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE FONDOS NETO	0	0	0	14 202	139 001	214 602	234 522	201 546	255 975	170 511

Fuente: Elaboración propia.

²⁰ Valor actual del flujo de fondos bruto, a lo largo de todo el periodo de análisis.

Cuadro N° 74										
Flujo de caja de la alternativa factible (segunda parte)										
AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
SITUACIÓN ACTUAL										
Compra de Energía Eléctrica	112 374	115 654	119 020	122 475	126 020	129 658	133 392	137 222	141 153	145 186
Combustible	343 699	356 320	369 309	382 674	396 426	410 576	425 133	440 107	455 511	471 355
Operación y Mantenimiento	29 393	30 286	31 202	32 143	33 108	34 100	35 118	36 163	37 236	38 337
COSTO ACTUAL	485 466	502 260	519 531	537 292	555 554	574 334	593 643	613 492	633 900	654 878
PLANTA DE COGENERACIÓN										
Compra de Energía Eléctrica	1 668	2 746	4 891	2 908	11 192	3 079	1 980	6 861	2 095	14 187
Venta de Energía Eléctrica	-159 992	-161 149	-160 912	-166 409	-158 065	-171 831	-176 165	-172 742	-181 891	-169 559
Combustible	288 949	296 239	305 257	308 566	327 304	321 405	326 118	340 725	339 540	367 397
Operación y Mantenimiento	76 063	85 028	105 140	88 463	144 330	92 037	85 659	124 466	89 120	168 074
EXPLOTACIÓN TOTAL	206 688	222 864	254 376	233 528	324 762	244 689	237 591	299 310	248 864	380 099
FLUJO DE FONDOS BRUTO	278 778	279 395	265 154	303 764	230 793	329 645	356 051	314 183	385 036	274 780
PAGO A LA DEUDA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE FONDOS NETO	278 778	279 395	265 154	303 764	230 793	329 645	356 051	314 183	385 036	274 780

Fuente: Elaboración propia.

6.9 Resultados del análisis de factibilidad.

El cuadro mostrado a continuación, presenta un resumen de las alternativas que resultaron técnica y económicamente factibles, y que poseen un tiempo de retorno de inversión menor a 20 años. Estas se obtuvieron de aplicar el mismo análisis descrito en los pasos anteriores.

Cuadro N° 75															
Alternativas factibles para la implantación de un sistema de Generación Distribuida															
Tecnología	Alternativa	Número de unidades	Capacidad Instalada (KW)	Consumo promedio de GN (m³/año)	E.E. Autogenerada (MWh/año)	E.E. Vendida (MWh/año)	Energía Térmica Útil Recuperada (MWh/año)	Inversión (US\$)	Periodo de retorno simple (Años)	VAN (US\$)	TIR (%)	Costo de generación (US\$/MWh)	Eficiencia Global del Sistema (%)	REE	E/U
MRG	Cummins GGC NG	7	875	2,396,262	6,719	5,200	4,901	588,839	17.81	34,473	12.75	33.60	47.96	0.76	0.49
MRG	KHOLER 150RZDB	6	810	2,344,884	6,220	4,701	4,869	546,589	14.74	99,127	14.26	32.53	46.76	0.75	0.45
MRG	KHOLER 180RZDB	5	800	2,369,590	6,143	4,624	4,886	540,089	13.72	143,109	15.25	31.39	46.03	0.75	0.44
MRG	KHOLER 200RZDB	5	900	2,436,972	6,911	5,392	4,925	605,089	13.07	178,595	15.69	30.05	48.04	0.76	0.50
MRG	KOHLER 230RZDB	5	1050	2,706,499	8,063	6,544	4,979	703,589	17.20	57,403	13.06	31.59	47.68	0.78	0.54
MRG	KOHLER 250RZDB	4	900	2,362,852	6,911	5,392	4,881	605,089	9.89	335,154	18.78	26.63	49.35	0.77	0.52
MRG	KOHLER 275RZDB	4	1000	2,596,442	7,679	6,160	4,966	670,089	12.93	199,578	15.74	29.09	48.18	0.77	0.53
MRG	Cummins 315 GFBA	3	945	2,498,723	7,257	5,737	4,944	634,339	10.24	322,897	18.23	26.67	48.30	0.77	0.52
MRG	Cummins 334 GFBA	3	1002	2,649,440	7,695	6,175	4,973	671,389	12.50	227,554	16.22	28.40	47.30	0.77	0.52
MRG	Deutz TBG 616 V8 K NG	4	1352	3,004,983	10,382	8,863	4,986	899,889	14.70	147,667	14.17	28.96	50.60	0.80	0.67
MRG	Deutz TBG 616 V12 K NG	3	1521	3,294,658	11,680	10,161	4,986	1,009,739	16.48	107,288	13.42	29.01	50.05	0.81	0.70
MRG	Cummins 1100 CQMA	1	1100	2,811,615	8,447	6,928	4,986	736,089	15.57	112,941	13.94	29.84	47.27	0.78	0.54
MRG	Cummins 1250 GQNA	1	1250	2,402,268	9,599	8,080	4,905	832,589	8.71	550,439	20.23	22.87	59.71	0.83	0.85
MTG	Ingersoll-Rand 250	3	750	1,821,647	5,570	4,014	5,106	507,589	4.11	965,538	33.85	9.66	56.64	0.78	0.57
MTG	Pratt & Whitney ST5	2	790	1,819,047	5,867	4,311	5,106	533,589	3.93	1,067,936	34.97	7.78	58.30	0.79	0.62
MTG	Pratt & Whitney ST5 SC	2	914	2,928,485	6,788	5,232	5,106	615,189	18.10	35,538	12.70	31.90	39.25	0.72	0.39
MTG	Pratt & Whitney ST6L- 813	1	848	2,455,767	6,298	4,742	5,106	571,289	7.58	516,451	22.46	21.35	44.88	0.75	0.44
TG	Kawasaki IES 1400S	1	1400	3,400,408	10,397	8,841	5,106	931,789	15.70	133,745	13.85	28.12	44.06	0.78	0.57

(*) REE: Rendimiento Eléctrico Efectivo; E/V: Relación Energía Eléctrica / Calor Útil; MRG: Motor Reciprocante a Gas; MTG: Microturbina a Gas; TG: Turbina a Gas.

Los índices económicos (TIR, VAN, periodo de retorno) han sido obtenidos como resultado de aplicar la metodología descrita en el punto 6.8 del presente capítulo para cada tecnología (sea motor reciprocante, microturbina o turbina a gas), al igual que los parámetros promedios obtenidos en base a todos los años de operación y que se muestran en la tabla anterior.

6.10 Alternativas a estudiar.

Del análisis de factibilidad, se obtuvieron 18 resultados factibles para el caso de operación de la planta bajo un esquema de Generación Distribuida. De todos estos casos, bastará analizar los más representativos, cuyo criterio de selección está basado en los periodos de retorno (menores a 10 años).

La selección de la mejor alternativa se basará en los indicadores técnicos y económicos del desempeño de dicho sistema durante el periodo de análisis. Sólo se analizarán 3 de los casos propuestos, considerando que esta consideración es suficiente para hallar la mejor alternativa.

Cuadro N° 76 Alternativas seleccionadas			
Características	Alternativa N° 1	Alternativa N° 2	Alternativa N° 3
Nombre Comercial	Pratt & Whitney ST6L- 813	Pratt & Whitney ST5	Ingersoll-Rand 250
Tecnología	Microturbina	Microturbina	Microturbina
Número de unidades	1	2	3
Capacidad unitaria	848 kW	395 kW	250 kW
Capacidad instalada	848 kW	790 kW	750 kW

Fuente: Elaboración propia en base al Cuadro N° 75.

6.10.1 Comparación técnica de las alternativas.

En el cuadro siguiente se recogen los principales parámetros técnicos indicativos del desempeño de cada uno de los sistemas de generación distribuida seleccionados.

Cuadro N° 77 Comparación técnica de alternativas²¹			
Características	Alternativas		
	Alternativa N° 1	Alternativa N° 2	Alternativa N° 3
Consumo de gas natural*	2 455 757 m³/año	1 819 047 m³/año	1 821 647 m³/año
Energía autogenerada*	6 298 MWh/año	5 867 MWh/año	5 570 MWh/año
Energía vendida a la red*	4 742 MWh/año	4 311 MWh/año	4 014 MWh/año
Energía térmica útil*	5 160 MWh/año	5 160 MWh/año	5 160 MWh/año
Eficiencia global²²	45 %	58 %	57 %
REE	0.75	0.79	0.78
E/U	0.44	0.62	0.57
Espacio requerido	Muy Bajo	Bajo	Medio

Fuente: Elaboración propia en base al Cuadro N° 75.

²¹ Promedio de todos los años de operación.

²² Calculado como sigue: Energía útil / Energía del combustible = (6 298 + 5 160)/(2 455 757 x 0.01035); donde 0.01035 es el PCI del gas natural en MWh/m³.

Podemos observar que la alternativa que presenta mejores resultados de los parámetros técnicos es la alternativa compuesta por dos microturbinas a gas Pratt & Whitney ST5 de 395 kW cada una (Alternativa N° 2), ya que tiene un mayor rendimiento eléctrico equivalente, un menor consumo de combustible, mayor eficiencia global del sistema y un espacio de bajo tamaño requerido para su instalación.

6.10.2 Comparación económica de las alternativas.

Para ejecutar la comparación de las alternativas seleccionadas, se tomarán los datos de los flujos de caja económicos practicados para cada alternativa seleccionada, los cuales presentan los siguientes indicadores:

Cuadro N° 78 Comparación económica de alternativas			
Características	Alternativas		
	Alternativa N° 1	Alternativa N° 2	Alternativa N° 3
Inversión	US\$ 571 269	US\$ 533 589	US\$ 507 589
Retorno de inversión	8 años	4 años	5 años
VAN	US\$ 516 451	US\$ 1' 067 936	US\$ 965 538
TIR	22.5 %	35.0 %	33.8 %
Costo de Generación	21.35 US\$/MWh	7.78 US\$/MWh	9.66 US\$/MWh

Fuente: Resultados de aplicar la metodología del punto 6.8 a cada alternativa.

Del cuadro anterior se desprende que la mejor alternativa dado el menor tiempo de retorno de la inversión, la inversión moderada, los buenos indicadores económicos y el bajo costo de generación, vendría a ser la compuesta por dos microturbinas a gas Pratt & Whitney ST5 de 395 kW cada una (Alternativa N° 2).

6.11 Alternativa seleccionada.

Del análisis técnico – económico realizado se desprende que la mejor alternativa para implantar una planta de Generación Distribuida en el Hospital María Auxiliadora, está compuesta por dos microturbinas a gas Pratt & Whitney ST5 de 395 kW cada una.

Cuadro N° 79 Características de las microturbinas a gas Pratt & Whitney ST5		
Parámetro	Dato	Unidad
Potencia nominal	395	kW
Eficiencia	32.7	%
Máxima producción de vapor	0.92	Tn/h
Capacidad de lubricante	50.27	Gal
Velocidad	30,000	Rpm
Peso	1,800	kg

Fuente: Brochure del fabricante

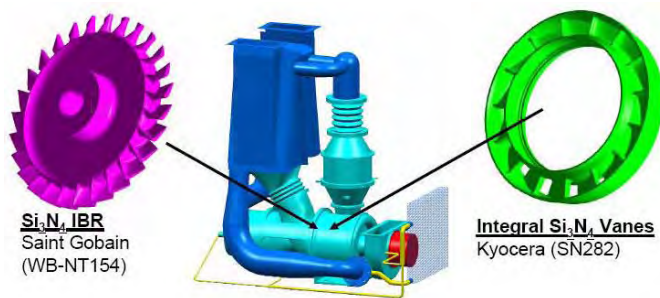


Figura N° 39: Esquema de disposición interna de las partes de la microturbina ST5.

6.11.1 Rendimiento y demanda de potencia.

Se debe tener cuidado con la operación de las microturbinas, debido a la distribución de carga compartida, sin embargo el beneficio de este sistema radica en que se puede cubrir la demanda base con solo dos de las turbinas operando.

Cada una de las microturbinas de esta alternativa, puede suplir una potencia a condiciones ISO y aplicación prime de 395 kW, con una eficiencia de generación del 32.7 %. Este sistema cubre la demanda de potencia suministrando 790 kW operando a plena carga (a condiciones ISO) y además de cubrir la demanda base, genera excedentes tanto en potencia como en energía.

La presente alternativa posee la ventaja de poseer un excedente de potencia de capacidad mayor a la máxima demanda registrada. Esto es beneficioso, debido a que puede operarse 1 de las 2 microturbinas para cubrir la demanda base, dejando una en standby, en caso de mantenimiento o falla. Sin embargo, para la operación eficiente del sistema y para satisfacer la demanda térmica, se requiere que ambas operen a plena carga.

6.11.2 Producción de vapor para procesos.

El flujo de gases de las dos microturbinas deberán ser canalizadas hacia una caldera de recuperación. El sistema conformado por las dos microturbinas llegan a generar como máximo 1.84 Tn/h de vapor, cubriendo así la demanda pico (1.57 Tn/h), por lo que no se requerirá de un sistema de postcombustión.

Anualmente la energía térmica útil recuperada en promedio asciende a 5 160 MWh/año, y corresponde al promedio de la demanda anual de la planta durante el periodo de análisis, sin embargo, debe tenerse en cuenta que durante las paradas por mantenimiento, la demanda de energía es cubierta por las calderas existentes.

6.11.3 Demanda eléctrica.

La energía autogenerada por el sistema asciende en promedio a 5 867 MWh/año, que comparada con la demanda de energía actual de la planta genera excedentes los cuales pueden ser comercializados a precio de Barra de Referencia de Generación.

Dicha energía en exceso, será vendida al concesionario de distribución (Luz del Sur); para esto, se considera que el concesionario asume los gastos de modulación y conducción de la energía hacia la red.

6.11.4 Operación & Mantenimiento.

Para la operación y mantenimiento menor del equipo de generación distribuida, se usará el personal disponible actualmente en planta, previa capacitación, sin embargo para los mantenimientos más sensibles, se requerirá de personal especializado. Para la operación del sistema, se contratarán a 3 técnicos especializados, uno para cada turno en que opera la planta.

A continuación se muestra el detalle de la programación de mantenimiento requerido por los grupos de generación a lo largo de su vida operativa.

Cuadro N° 80 Programa de mantenimiento de las Microturbinas a gas Pratt & Whitney ST5	
Tipo de Servicio	Horas de Servicio
Servicio a las 2000 hrs (cambio lubricante)	2000
Inspección y cambio de filtro de aire	8000
Cambio de filtro de aceite	8000
Reemplazo de ignitores y termocuplas	16 000
Servicio al paquete electrónico	16 000
Servicio al enfriador de gas y aceite	16 000
Cambio de transductores de presión	20 000
Reemplazo del compresor	20 000
Cambio de electro válvulas	20 000
Servicio general a las 40 000 hrs	40 000

Fuente: Fabricantes y proveedores de servicios.

6.11.5 Caldera de Recuperación (HRSG).

La alternativa propuesta plantea el uso de 2 microturbinas y una caldera de recuperación de una eficiencia de 85%, para producir 1.84 Tn/h de vapor saturado a 170°C y 100 PSI. La presión de vapor se modulará mediante las válvulas reductoras que posee el sistema actual.

Este sistema cuenta también con un economizador, localizado en la última etapa del Heat Recovery Steam Generator (H.R.S.G.), que suministra el agua de alimentación a una temperatura de 70 °C, este proceso hace que la temperatura de los gases de escape a la salida sea de aproximadamente 100 °C.

En este caso no es necesario el uso de postcombustores, pues la energía suministrada por los gases de escape de las turbinas es suficiente (siempre y cuando trabajen las 2 al mismo tiempo).

6.12 Análisis de sensibilidad de la alternativa seleccionada.

En esta sección, se muestra la variación de los diversos parámetros económicos encontrados (VAN, TIR, periodo de retorno de la inversión y beneficio) ante la variación de los costos de energías secundarias.

El análisis de sensibilidad que se ha efectuado esta en función a las variaciones de los costos del combustible consumido (gas natural), de la energía eléctrica importada, la energía eléctrica exportada e inversión estimada.

6.12.1 Sensibilidad por la variación del costo del gas natural.

Se puede apreciar que la influencia del precio del gas es relativamente sensible; sin embargo para el caso más desfavorable el período de retorno simple se incrementa ligeramente de 3,9 años a 6.1 años y la TIR disminuye de 35.0% a 26.4%. Como resultado de esta variación, el proyecto aún se mantiene factible.

Cuadro N° 81					
Influencia de la variación del precio del gas natural					
Índice	Base	Variación			
		-5%	5%	10%	20%
Inversión (US\$)	533 589	533 589	533 589	533 589	533 589
VAN (US\$)	1'067 936	1'169 067	966 805	865 673	663 411
Beneficio (US\$)	1'601 525	1'702 657	1'500 394	1'399 263	1'197 000
TIR % / año	35.0	37.2	32.8	30.6	26.4
Retorno Simple (años)	3.9	3.6	4.4	5.0	6.1

Fuente: Resultados de aplicar la metodología del punto 6.8 con los incrementos citados en el precio del gas natural.

6.12.2 Sensibilidad por la variación del costo de la energía eléctrica importada.

En este caso se puede apreciar que la influencia del precio de la energía eléctrica importada influye en gran manera en los indicadores económicos, sin embargo, su incidencia es positiva; tal es así que con un 20% de incremento del costo de la energía eléctrica la TIR aumenta desde 35.0% hasta 38.0% y el período de retorno simple se reduce desde 3.9 años hasta 3.6 años; haciendo la alternativa más rentable.

Cuadro N° 82					
Influencia de la variación del precio de la energía eléctrica importada.					
Índice	Base	Variación			
		-5%	5%	10%	20%
Inversión (US\$)	533 589	533 589	533 589	533 589	533 589
VAN (US\$)	1'067 936	1'031 540	1'104 332	1'140 727	1'213 519
Beneficio (US\$)	1'601 525	1'565 130	1'637 921	1'674 317	1'747 108
TIR % / año	35.0	34.2	35.7	36.5	38.0
Retorno Simple (años)	3.9	4.1	3.8	3.7	3.6

Fuente: Resultados de aplicar la metodología del punto 6.8 con los incrementos citados en el precio de la energía eléctrica importada.

6.12.3 Sensibilidad por la variación del costo de la energía eléctrica exportada.

En este caso se puede apreciar una fuerte influencia en los índices económicos, pero su incidencia es positiva ya que al plantearse un 20% de incremento del costo de la energía eléctrica la TIR aumenta desde 35.0% hasta 39.8% y el período de retorno simple se reduce desde 3.9 años hasta 3.4 años. También se puede observar que para una caída del 5% del costo de la energía exportada, el proyecto aún es rentable en lo que respecta al tiempo de retorno de la inversión e índices económicos.

Cuadro N° 83					
Influencia de la variación del precio de la energía eléctrica exportada					
Índice	Base	Variación			
		-5%	5%	10%	20%
Inversión (US\$)	533 589	533 589	533 589	533 589	533 589
VAN (US\$)	1'067 936	1'029 010	1'122 962	1'177 988	1'288 039
Beneficio (US\$)	1'601 525	1'546 500	1'656 551	1'711 577	1'821 629
TIR % / año	35.0	33.8	36.2	37.4	39.8
Retorno Simple (años)	3.9	4.2	3.8	3.6	3.4

Fuente: Resultados de aplicar la metodología del punto 6.8 con los incrementos citados en el precio de la energía eléctrica exportada.

6.12.4 Sensibilidad por la variación del monto de la inversión.

Los costos de inversión también manifiestan una fuerte influencia en los índices de rentabilidad; tal es el caso que para un incremento del 20 al 40% en el costo de inversión, la TIR disminuye desde 35.0% hasta 29.6% y 25.7% respectivamente. Sin embargo aún estas condiciones extremas no hacen del proyecto inviable.

Cuadro N° 84						
Influencia de la variación de la inversión estimada						
Índice	Base	Variación				
		-20%	-10%	10%	20%	40%
Inversión (US\$)	533 589	426 872	480 430	586 948	640 307	747 025
VAN (US\$)	1'067 936	1'174 654	1'121 295	1'014 577	961 218	854 500
Beneficio (US\$)	1'601 525	1'601 525	1'601 525	1'601 525	1'601 525	1'601 525
TIR % / año	35.0	43.0	38.5	32.0	29.6	25.7
Retorno Simple (años)	3.9	3.1	3.5	4.6	5.2	6.2

Fuente: Resultados de aplicar la metodología del punto 6.8 con los incrementos citados en el precio de la energía eléctrica importada.

6.12.5 Sensibilidad por el aumento del costo de mantenimiento.

Dado que los proveedores de repuestos y mano de obra para el mantenimiento radican en el exterior del país, es necesario determinar hasta que punto los costos de mantenimiento afectan al proyecto. Es así que para un aumento del 10% al 100% del costo de mantenimiento, la TIR disminuye desde 35.0% hasta 33.6% y 21.3% respectivamente, mientras que los periodos de retorno aumentan de 3.9 años a 4.2 y 8.2 años respectivamente.

Cuadro N° 85					
Influencia de la variación del costo de mantenimiento					
Índice	Base	Variación			
		10%	50%	80%	100%
Inversión (US\$)	533 589	533 589	533 589	533 589	533 589
VAN (US\$)	1'067 936	1'002 761	742 061	546 536	416 186
Beneficio (US\$)	1'601 525	1'536 351	1'275 651	1'080 126	949 776
TIR % / año	35.0	33.6	28.2	24.1	21.3
Retorno Simple (años)	3.9	4.2	5.6	6.8	8.2

Fuente: Resultados de aplicar la metodología del punto 6.8 con los incrementos citados en el precio de la energía eléctrica importada.

CAPITULO VII

EVALUACIÓN AMBIENTAL

7.1 Introducción.

Dentro de este capítulo, se evaluarán los impactos ambientales del proyecto, desde el inicio de la obra, hasta el posible cierre de operaciones de la planta. La legislación ambiental peruana exige para la implementación de cualquier proyecto de desarrollo energético la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

El presente capítulo contendrá también una descripción de las principales actividades, el marco legal en que se desarrollan, el análisis ambiental y los lineamientos para su prevención, y/o mitigación de los impactos ambientales.

7.2 Legislación Ambiental Aplicable al Proyecto.

Las actividades que contempla el proyecto, se realizarán en el marco de lo señalado en el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, aprobado mediante D.S. No. 029-94-EM, cumpliendo también con la legislación ambiental del Subsector Electricidad y la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas (DGAAE-MEM), y con los lineamientos de política y normas legales referentes a la temática ambiental y relevante a esta actividad.

7.2.1 Límites máximos permisibles para emisiones de gases y partículas.

Los límites máximos para emisiones de gases y partículas están normados por el decreto supremo “Límites Máximos Permisibles de Emisiones Gaseosas y Partículas para el Sub-Sector Electricidad”, el cual señala que las empresas responsables de actividades de generación eléctrica por combustión de materiales fósiles (combustible sólidos, líquido y/o gas) deberán asegurar que, por efecto de sus emisiones, no se exceda los Límites Máximos Permisibles de Emisiones Gaseosas y Partículas establecidos.

7.2.2 Estándares Nacionales de Calidad Ambiental del Aire.

La evaluación de Calidad Ambiental del Aire estará basada en el Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad de Aire (ECA-Aire) aprobado por D. S. No. 074-2001 - PCM, que establece los valores límites de calidad ambiental del aire y los valores de tránsito. Así también se toma en cuenta el Decreto Supremo que fija los Límites Máximos Permisibles de emisiones Gaseosas para el Sub Sector Electricidad.

7.2.3 Estándares y Límites Permisibles para Ruido.

La norma legal que regula dichos estándares y límites viene a ser el Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido (D.S. 085-2003-PCM), y tiene por objetivo proteger la salud, mejorar la calidad de vida de población y promover el desarrollo sostenible. Esta norma establece los estándares de acuerdo al ámbito o zonificación (residencial, comercial, industrial y zonas de protección especial).

7.2.4 Gestión y Manejo de Residuos Sólidos.

La gestión y manejo de los residuos sólidos está regulada por la Ley No. 27314 (21-07-00) que aprueba la Ley General de Residuos Sólidos y su Reglamento (D.S. No. 057-2004-PCM). Estas normas legales regulan la gestión y manejo de los residuos sólidos; siendo de cumplimiento obligatorio para toda persona natural o jurídica, pública o privada dentro del territorio nacional.

7.2.5 Aspectos Socio-ambientales.

Este aspecto está regulado por el Reglamento del Participación Ciudadana para la Realización de Actividades Energéticas dentro de los Procedimientos Administrativos de la Evaluación de los Estudios Ambientales, mediante la Resolución Ministerial No. 535-2004 - MEM/DM.

7.2.6 Normas de Seguridad e Higiene.

La norma legal aplicable al Proyecto es el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional (R.M. No. 263-2001-EM/VME) que señala los lineamientos de seguridad e higiene ocupacional que deben cumplir obligatoriamente las personas jurídicas o naturales, nacionales o extranjeras, que realicen actividades en forma permanente o eventual, de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas de generación, transmisión, distribución y conexiones de energía eléctrica.

7.2.7 Efluentes durante la Operación.

La R.D. N° 008-97-EM/DGAA.- Aprueba los niveles máximos permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, de modo que dicha resolución se aplicará al proyecto.

7.2.8 Normas de Fiscalización y Sanciones.

La Ley No. 26734 establece que OSINERG es el organismo encargado de fiscalizar el cumplimiento de las normas y disposiciones legales relacionadas con las actividades de electricidad e hidrocarburos.

El Reglamento de Fiscalización de las Actividades Energéticas por Terceros – D. S. No. 029-97-EM (16-12- 97), dispone que OSINERG tiene a su cargo el Registro de Fiscalizadoras que contiene la relación de las empresas fiscalizadoras clasificadas y declaradas hábiles para fiscalizar las obligaciones correspondientes.

7.3 Línea Base Ambiental.

7.3.1 Clima y Meteorología

Según los registros meteorológicos obtenidos para el distrito de San Juan de Miraflores, la temperatura máxima ha sido registrada en el mes de enero y abril con 28,6°C y 28°C respectivamente. En tanto la temperatura mínima se presenta en agosto y septiembre con 13,6°C. La humedad relativa oscila alrededor del 80% la mayor parte del año.

Cuadro N° 86			
Temperatura ambiental mensual en San Juan de Miraflores			
Mes	Mínima	Máxima	Promedio
Enero	19.0	28.6	23.8
Febrero	20.0	27.8	23.9
Marzo	19.7	27.8	23.8
Abril	18.1	28.0	23.1
Mayo	15.8	23.0	19.4
Junio	14.2	19.9	17.1
Julio	13.8	18.6	16.2
Agosto	13.6	18.7	16.2
Septiembre	13.6	19.6	16.6
Octubre	14.4	21.0	17.7
Noviembre	15.6	22.6	19.1
Diciembre	17.2	24.4	20.8

Fuente: SENAMHI - Climatología de las Temperaturas Máximas y Mínimas en Lima y sus Distritos

El viento es un elemento meteorológico constante en cuanto a la dirección; durante el día sigue la dirección del eje de la quebrada y ascendente, aumentando la velocidad a partir del mediodía, en tanto que en la madrugada la velocidad del viento disminuye considerablemente e incluso hay una gran predominancia de calmas.

7.3.2 Calidad del aire y niveles de ruido.

Actualmente no hay un registro en lo que refiere a calidad de aire, sin embargo, es de esperar que las concentraciones de partículas PM₁₀ (partículas en suspensión) deben alcanzar valores por debajo del estándar de calidad del aire (10 000 µg/m³), debido a que la localización del hospital corresponde a una zona predominantemente residencial.

También es de esperar que las concentraciones promedio para 24 horas de NO_x deben estar por debajo del estándar de 200 µg/m³ establecido para este parámetro. Finalmente la concentración promedio para 24 horas de SO₂ no debe exceder el estándar para 24 horas de 365 µg/m³.

Respecto a las mediciones de ruido deben estar por debajo del ECA-Aire para zonificación industrial (80 dBA y 70 dBA) tomado como referencia, considerando que el área propuesta es urbano - industrial.

7.3.3 Campos Electromagnéticos.

Deberán hacerse mediciones de la radiación producida por el paso de las líneas de media tensión y equipos de generación. Los resultados de la evaluación deberán estar por debajo de los límites máximo permisibles recomendados en los ECAs para Radiaciones No Ionizantes (D.S 010-2005-PCM) y la Comisión Internacional para la Protección contra las Radiaciones no Ionizantes “ICNIRP” para 60 Hz.

7.3.4 Uso actual de la tierra.

La mayor parte y zonas aledañas a la ubicación de la futura planta de Generación Distribuida se caracterizan por estar urbanizadas. Específicamente en el futuro lugar de emplazamiento ya existe una planta de fuerza operando todo el año, por lo cual las obras a realizarse no supondrán un impacto considerable.

7.3.5 Paisaje.

De acuerdo al panorama contemplado se establece que se trata de una zona que por su composición, tiene determinado valor estético pero que no la determina como una zona privilegiada visualmente. Básicamente la zona es de tipo residencial - industrial, lo cual condiciona al escenario a aceptar una nueva actividad.

7.3.6 Vegetación y fauna.

a) Vegetación.

En el área de estudio no presenta vegetación alguna, y posee un carácter predominantemente eriazo. La vegetación más cercana corresponde a los jardines de las instalaciones centrales del hospital.

b) Fauna.

En el área elegida para el proyecto no se registraron especímenes ni señas que puedan indicar la presencia periódica de mamíferos. Sin embargo es probable la presencia de fauna nativa como *Phyllotis amicus* “ratón orejón”. También sería probable la presencia de roedores introducidos como *Mus musculus* (pericote) y *Rattus rattus* (rata casera).

7.4 Línea Base Social.

Antes de la ejecución del proyecto, se deberá realizar un Estudio Socio Ambiental – EISA. El EISA, es un proceso que permite conocer y comprender la situación inicial o punto de partida de un área o territorio en donde se ejecutará un proyecto; asimismo posibilita definir las medidas para la mitigación y monitoreo de los impactos relacionados con el proyecto.

En la presente investigación se ha realizado un resumen de lo que compondría el EISA, para ello se han recabado los siguientes datos que pueden servir como punto de partida para la elaboración de la línea base social.

El distrito de San Juan de Miraflores es uno de los 43 distritos de la Provincia de Lima. Limita al norte con el distrito de Santiago de Surco y el distrito de La Molina, al este con el distrito de Villa María del Triunfo, al sur con el distrito de Villa El Salvador y al oeste con el distrito de Chorrillos.

El distrito fue creado el 12 de enero de 1965 mediante Ley N° 15382. Tiene una extensión de 23.98 km² y una población estimada superior a los 365.000 habitantes.

El proyecto, estará ubicado en el interior de las instalaciones del Hospital María Auxiliadora, ubicado en la Av. Miguel Iglesias N° 968, en el distrito de San Juan de Miraflores, provincia de Lima y región Lima.

La población registrada y directamente asociada a los impactos del proyecto, esta compuesta principalmente por la PEA del hospital y los pacientes que ocupan las camas del hospital. El impacto sobre la población adyacente que vive en los alrededores del hospital menor.



Figura: N° 40: Hospital María Auxiliadora



Figura: N° 41: Alrededores del Hospital María Auxiliadora.

7.5 Análisis de Impactos Ambientales.

Para evaluar los impactos ambientales, se realizó la identificación de las actividades del proyecto, que comprenden básicamente la conexión al suministro de gas, instalación de los componentes electromecánicos de la planta de generación distribuida (microturbinas, generador, transformadores, sistemas auxiliares, etc.) y la conexión a la línea de transmisión o red interconectada.

Los impactos ambientales pueden ocurrir durante la etapa de construcción, puesta en marcha y durante la operación y mantenimiento de la Central, por lo cual, se hará un desarrollo de su incidencia durante esas etapas.

7.5.1 Etapa de construcción.

Los impactos de la construcción son causados por las operaciones de preparación del sitio, obras básicas de ingeniería, remoción de los equipos existentes, ubicación de los equipos de la nueva planta, demanda de mano de obra.

Para el caso de la planta de generación distribuida, las obras civiles son mínimas ya que están centralizadas en una zona determinada, para lo cual se requerirá básicamente del acondicionamiento del área destinada a las calderas para el emplazamiento del equipamiento electromecánico y sus componentes auxiliares (acometida de gas y línea de transmisión de 10 kV).

La alteración de la calidad del aire por emisión de material particulado durante la construcción se dará específicamente por:

- Transporte de equipos, insumos, materiales.

- Movimiento y desmontaje de equipos.
- Fundaciones, cimientos, construcción y montaje.

Los efectos en la calidad del aire estarán en función de la naturaleza e intensidad de las operaciones de construcción y del tipo y cantidad de maquinaria a utilizar.

La calidad de aire también se verá afectada por la emisión de gases de combustión (CO, CO₂), asociadas al funcionamiento de la maquinaria y vehículos diesel durante el transporte de material. Estas emisiones, debido a su nivel bajo y localización (a nivel del suelo), permanecerán en el lugar y alrededor de la construcción o se transportan solo a pequeñas distancias. Estas emisiones serán puntuales y localizadas.

El incremento temporal de los niveles de ruido se generará durante toda la etapa de construcción por el funcionamiento diario y normal de vehículos, maquinaria y los trabajos de adecuación y emplazamiento del equipo de generación.

Aún cuando se pueden llegar a tener niveles de ruido de considerable importancia en el sitio de proyecto, el impacto sobre las instalaciones adyacentes será bajo debido a los periodos de corta duración de estos; la existencia de barreras (tal como cercos vivos y de ladrillos); y en el caso del área circundante al hospital el ruido generado por las vías de tránsito vehicular que ocasionará un enmascaramiento del ruido.

También deberá considerarse la posible contaminación del suelo debido a derrames accidentales de combustible, grasa y aceite que puedan ocurrir en las áreas donde opere la maquinaria, principalmente durante la construcción y emplazamiento de la acometida de gas, almacenes, casa de máquinas y el frente de obra. Si embargo el riesgo de contaminación de la napa freática será mínimo, debido a que la zona de trabajo posee cimentación de concreto.

Durante la ejecución de las obras, se generarán puestos de trabajo, desde la instalación de la acometida de gas natural, hasta la instalación de todo el equipamiento. Debido a los requerimientos técnicos del proyecto, la mano de obra será mayormente calificada. Se estima que en la etapa pico de trabajo se requerirá de aproximadamente 50 trabajadores entre personal de la empresa contratista, personal de la dirección del proyecto y personal propio.

7.5.2 Etapa de operación.

La producción de electricidad con gas natural es una forma limpia de energía, considerándolo en relación con los otros combustibles. Sin embargo, la autogeneración de electricidad tiene como consecuencia emisiones gaseosas, efluentes líquidos y generación de desechos de tratamiento.

Emisiones.

Los contaminantes generados producto de la combustión durante la operación de la planta son fundamentalmente óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de carbono (CO₂), monóxido

de carbono (CO), hidrocarburos (HC) y material particulado respirable (PM-10), siendo este último producto de la aspiración del aire, debido a que el gas no contiene estos componentes.

La combustión de gas natural reduce considerablemente los niveles de emisiones contaminantes. Debido a su composición química, principalmente metano (CH₄), su combustión completa está libre de SO₂ (en el caso del gas de Camisea) y partículas, produciendo a su vez menores niveles de CO y CO₂ en comparación con otros combustibles fósiles. Sin embargo, las elevadas temperaturas de combustión producen NOx térmicos y de combustible.

La concentración de NOx depende de la composición del combustible y de la temperatura de combustión. La producción de CO e hidrocarburos no quemados depende de la eficiencia del proceso de combustión. En presencia de radiación ultravioleta los NOx reaccionan con los hidrocarburos no quemados produciendo smog fotoquímico. La producción de NOx tiene dos causas. La primera de ellas es la oxidación del nitrógeno contenido en el aire comburente (NOx térmico) y la segunda, la reacción del nitrógeno contenido en la composición del combustible (NOx del combustible).

En el caso de las turbinas y microturbinas, el principal problema es la emisión de óxidos de nitrógeno (NOx), debido a las altas temperaturas que se generan. Sin embargo, en la actualidad existen diversos métodos para reducir los niveles de NOx emitidos por una turbina de combustión. Los principales son: La combustión de mezclas aire/combustible con un exceso de aire; la inyección de vapor o agua a la cámara de combustión; el diseño especial de la cámara de combustión y por último la reducción catalítica selectiva.

En el presente estudio, no se obtuvo información de la operación actual de las calderas en lo que respecta al nivel de contaminantes vertidos a la atmósfera, sin embargo, de acuerdo al tipo de combustible y a la información de operación (eficiencia), podemos hacer una estimación muy acertada de las condiciones de operación actuales.

El cuadro a continuación, muestra en forma comparativa, las emisiones, que posiblemente se tienen actualmente debido al uso del combustible en las calderas, y las condiciones a esperarse al hacer el un cambio a gas natural. Cabe mencionar que los valores mostrados se registran en chimenea y que corresponden a valores recomendados. Es de esperarse que la planta, por ser hospitalaria, este dentro de estos estándares.

Cuadro N° 87 Parámetros de combustión recomendados, para la operación de las calderas ATA de 125 BHP		
Parámetro	Operación con petróleo industrial N° 5	Operación de calderas con Gas Natural
O ₂ %	3.5 a 4	2 a 3
CO ₂ %	10.5 a 12.8	10.8 a 10.2
CO ppm	200 máximo	50 máx.
NOx	100 máximo	25 máx.
Índice Bacarach	3 a 4	0
Exceso de aire %	20 a 25	10 a 15

Fuente: Análisis de Combustibles en Calderas Industriales - CENERGIA

Así también para comparación, a continuación se muestran los valores máximos de emisiones, correspondientes a las turbinas y microturbinas, los cuales como se ven, están muy por debajo de los valores recomendados para el funcionamiento de la planta con petróleo industrial N° 5. Dichos valores están referidos a límites máximos impuestos por la reglamentación estadounidense (en concordancia con la reglamentación internacional), de tal manera que es de esperarse que los equipos de generación se hayan diseñado bajo estos estándares.

Cuadro N° 88 Límites de emisiones de las turbinas de gas utilizadas en ciclo abierto para la generación eléctrica	
Emisión	Limite
NOx	5 ppm volumen seco @15 % O 23 horas de operación en promedio
CO	6 ppm volumen seco @15 % O 23 horas de operación en promedio
COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES	2 ppm volumen seco @15 % O 23 horas de operación en promedio
PARTÍCULAS PM10	Límite de emisión correspondiente a gas natural con un contenido de azufre no mayor a 1 gramo/100 m ³
SOx	Límite de emisión correspondiente a gas natural con un contenido de azufre no mayor a 1 gramo /100 Pie ³ (no mayor a 0.55 ppm volumen seco @ 15% O2)

Fuente: Comisión de Energía de California (CEC).

Para hallar el impacto ambiental de las emisiones, y la ubicación el punto de máxima concentración de estas, se debe realizar un estudio de condiciones meteorológicas en la zona, para luego proceder a hacer una simulación usando software de modelamiento de calidad de aire; el más usado en el medio es el ISCT3. Este tipo de evaluación escapa a los alcances del presente trabajo.

Incremento del nivel de ruido.

Se estima que el nivel de ruido cercano a la unidad de generación y a sus auxiliares (a 1 m de distancia y a 1,50 m de altura sobre el terreno) no será mayor a 80 dB. El nivel de ruido lejano a la unidad de generación y a sus auxiliares se estima que sea menor o igual a 65 dBA.

Se espera que este ruido, sea imperceptible por los pobladores del hospital y los de zonas aledañas, debido al sistema cerrado en que se encuentran los equipos (cubierta de atenuación).

Impacto en el suelo y agua.

Se producirá por la generación de desechos como el aceite proveniente de los cojinetes y labores de mantenimiento. Se generarán desechos provenientes de los lodos de la planta de tratamiento de aguas.

De acuerdo a la legislación vigente, durante la operación la planta deberá respetar los siguientes límites máximos:

Cuadro N° 89 Niveles máximos permisibles de emisión de efluentes líquidos para las actividades de electricidad		
Parámetro	Valor en cualquier momento	Valor promedio anual
PH	Mayor que 6 y menor que 9	Mayor que 6 y menor que 9
Aceites y grasas (mg/l)	20	10
Sólidos suspendidos (mg/l)	50	25

Fuente: Resolución Directoral N° 008-97-EM/DGAA.

Estos desechos deberán ser colocados en envases adecuadamente dispuestos en la planta. Los desechos peligrosos (aceites, baterías, pilas, etc.) deberán ser almacenados temporalmente en las instalaciones de la planta para su posterior traslado por una EPS-RS registrada en DIGESA.

Los efluentes líquidos estarán limitados a agua utilizada como parte de la limpieza de zonas industriales, que consistirán de trazas de aceites y grasas, partículas en suspensión y la presencia de detergentes que serán recolectados por una red de desagüe industrial que será tratada mediante el uso de una trampa de aceites y grasas, una trampa de sedimentos y luego dispuesta en un pozo séptico con un campo de infiltración.

Incremento de la disponibilidad energética

La operación de la planta permitirá la generación, con una potencia instalada menor a 1 MW , incrementando la disponibilidad de energía eléctrica, necesaria para contribuir al desarrollo económico productivo de nuestro de la localidad y el país, mejorando las condiciones de vida de la población, dado que este recurso es considerado una necesidad básica y su carencia restringe el desarrollo de la comunidad.

Dinamización del comercio y servicios.

Se espera que con la puesta en marcha del proyecto y la adición de otros generadores de tipo distribuido, se realice una ampliación de la frontera del mercado eléctrico, lo que permitirá incrementar el interés de inversiones para el desarrollo de las actividades productivas e industriales en nuestro país, con el consiguiente efecto multiplicador y generación de empleo que traería consigo.

Reducción del costo de producción de la energía.

Debido a que la planta operará con gas natural, se espera una reducción en el costo unitario de generación de energía eléctrica por kWh cuya fijación de precios estará supeditado a las regulaciones del OSINERG y al marco legal vigente. Esta reducción en el costo influirá también en la reducción del costo de las tarifas eléctricas.

Generación de beneficios al Estado Peruano.

Con el desarrollo del Proyecto, se obtendrá una importante ventaja económica, como consecuencia de la operación bajo cualquier modalidad (generador o no generador) y su conexión al Sistema Interconectado Nacional de acuerdo a los requerimientos del concesionario o del COES-SINAC.

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

8.1 Evaluación normativa.

- Según la normatividad vigente en el Mercado Eléctrico, la factibilidad para toda alternativa de Generación Distribuida, se da como suministrador de energía a las empresas de distribución, en donde se contempla la venta de energía a precios de barra de generación, sin cargos o peajes por transmisión.
- En lo que respecta a la normatividad aplicada a las tarifas del gas, es necesario que los generadores distribuidos, puedan generar su energía y comercializarla con tarifas de gas aplicables a los generadores, de lo contrario, deben esperarse periodos de retorno de la inversión mayores a 10 años.
- El Reglamento de Cogeneración, abre la puerta a los proyectos de auto generación y comercialización de excedentes a aquellos proyectos que obtengan resultados favorables en lo que concierne al Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y la Relación Energía Eléctrica / Calor Útil (C), favoreciendo así a la generación distribuida.
- Tanto la normativa aplicable al sector eléctrico, como al mercado del gas natural, permiten la inserción de la generación distribuida, faltando únicamente reglamentar algunos de sus aspectos, sobretodo en lo concerniente a la aplicación de tarifas y peajes.
- Es recomendable también valerse de las normas vigentes para facilitar la compra y venta de energía, ya sea que esta provenga de un generador distribuido hacia un distribuidor, de un generador distribuido hacia el COES por medio de un generador o de una asociación de generadores distribuidos hacia el COES.
- Cabe recomendar también, que una medida de promoción dentro de lo que refiere a generación distribuida, vendría a ser la reducción de impuestos a la importación de equipos de generación y el incentivo de las tecnologías “limpias”, mediante financiamientos, esto basándonos en los periodos de retorno de inversión bajos.

8.2 Alternativas Técnica y Económicamente Factibles.

- El consumo energético de la situación de referencia es descrito en el Capítulo III. Así el consumo anual de combustible en las calderas de producción de vapor a 100 PSI es de 4 397.31 MWh/año (1501.24×10^7 BTU/año), lo que equivale a 108 000 galones de petróleo industrial¹ N° 5.
- En el presente estudio, se analizaron diferentes alternativas de generación distribuida, tanto tecnológicas, como tarifarias, de las cuales al final mostraron los mejores índices técnicos y económicos las siguientes:
 - 01 Microturbina Pratt & Whitney ST6L - 813 de 848 kW.
 - 02 Microturbinas Pratt & Whitney ST5 de 395 kW.
 - 03 Microturbinas a gas Ingersoll Rand de 250 kW.
- Las tres alternativas antes mostradas, necesitarán el apoyo permanente de las calderas existentes, ya que la demanda térmica no es cubierta totalmente debido a las paradas por mantenimiento de los grupos.
- El siguiente cuadro, recoge el promedio de los consumos energéticos durante el periodo de operación de la planta; en base a estos, se ha hallado la eficiencia global promedio de las alternativas que compondrían la planta de generación distribuida.

Cuadro N° 90			
Rendimientos globales promedio de alternativas en GD²			
Promedios anuales	01 MTG 848 kW	02 MTG 395 kW	03 MTG 250 KW
E. eléctrica autogenerada (MWh/año)	6 298	5 867	5 570
Energía térmica utilizada (MWh/año)	5 160	5 160	5 160
Combustible consumido (MWh/año)	25 535	18 914	18 941
Eficiencia global (%)	44.88 %	58.30 %	56.64 %

Fuente: Elaboración propia.

- Como se puede observar los rendimientos globales de las plantas son muy bajos, esto se debe a que los consumos térmicos no se dan las 24 horas y por lo tanto hay un excedente de energía térmica, por lo cual se recomienda usar este excedente de energía para expandir o crear nuevos servicios en el hospital.
- En el siguiente cuadro se observa un resumen de los principales indicadores económicos calculados para cada alternativa evaluada.

¹ En base al poder calorífico inferior del combustible: 17740 BTU/lb ó 0.04074 MWh/gal.

² Valores promedio de todo el periodo de operación.

Cuadro N° 91 Indicadores económicos de alternativas seleccionadas.			
Alternativa	01 MTG 848 kW	02 MTG 395 kW	03 MTG 250 KW
Inversión (US\$)	571 269	533 589	507 589
VAN (US\$)	516 451	1' 067 936	965 538
TIR (%)	22.5	35.0	33.8
Retorno Simple (años)	8	4	5
Costo de Generación (US\$/MWh)	21.35	7.78	9.66

Fuente: Elaboración propia

- En conclusión, se llegó a determinar que la alternativa técnica y económicamente factible a ser aplicada en el hospital María Auxiliadora, viene a ser la conformada por 02 Microturbinas a gas Pratt & Whitney ST5 de 395 kW cada una.
- Según el estudio de sensibilidad, realizado para la alternativa factible escogida, se obtuvo lo siguiente:

Cuadro N° 92 Influencia de la variación del precio del gas natural					
Índice	Base	Variación			
		-5%	5%	10%	20%
Inversión (US\$)	533 589	533 589	533 589	533 589	533 589
VAN (US\$)	1'067 936	1'169 067	966 805	865 673	663 411
Beneficio (US\$)	1'601 525	1'702 657	1'500 394	1'399 263	1'197 000
TIR % / año	35.0	37.2	32.8	30.6	26.4
Retorno Simple (años)	3.9	3.6	4.4	5.0	6.1

Fuente: Elaboración propia

Del cuadro anteriormente mostrado, podemos concluir que al aumentar el precio del gas, habrá un menor beneficio, un periodo de retorno de inversión más largo y el VAN y TIR irán cada vez disminuyendo. Sin embargo la alternativa sigue siendo factible, para el periodo de análisis.

Cuadro N° 93 Influencia de la variación del precio de la energía eléctrica importada.					
Índice	Base	Variación			
		-5%	5%	10%	20%
Inversión (US\$)	533 589	533 589	533 589	533 589	533 589
VAN (US\$)	1'067 936	1'031 540	1'104 332	1'140 727	1'213 519
Beneficio (US\$)	1'601 525	1'565 130	1'637 921	1'674 317	1'747 108
TIR % / año	35.0	34.2	35.7	36.5	38.0
Retorno Simple (años)	3.9	4.1	3.8	3.7	3.6

Fuente: Elaboración propia

Como muestra el cuadro anterior, la subida de precio de la energía eléctrica comprada a la red, no representa un impacto considerable como lo es el de la subida del precio del

gas. Se observa como tendencia que el alza de precios generará más beneficio y por consiguiente mejorará los valores de nuestros indicadores económicos (VAN y TIR).

Cuadro N° 94					
Influencia de la variación del precio de la energía eléctrica exportada					
Índice	Base	Variación			
		-5%	5%	10%	20%
Inversión (US\$)	533 589	533 589	533 589	533 589	533 589
VAN (US\$)	1'067 936	1'029 010	1'122 962	1'177 988	1'288 039
Beneficio (US\$)	1'601 525	1'546 500	1'656 551	1'711 577	1'821 629
TIR % / año	35.0	33.8	36.2	37.4	39.8
Retorno Simple (años)	3.9	4.2	3.8	3.6	3.4

Fuente: Elaboración propia

Para el caso de la variación del costo de la energía eléctrica vendida, podemos ver que la tendencia es que al elevarse el precio de la energía vendida, también va a generar un aumento en el ahorro y una mejora en los indicadores económicos.

Debido a que se trabajó en base a costos referenciales de los equipos, se estimó conveniente hacer un análisis de sensibilidad en lo que respecta el costo de la alternativa seleccionada. Los resultados e muestran en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 95						
Influencia de la variación de la inversión estimada						
Índice	Base	Variación				
		-20%	-10%	10%	20%	40%
Inversión (US\$)	533 589	426 872	480 430	586 948	640 307	747 025
VAN (US\$)	1'067 936	1'174 654	1'121 295	1'014 577	961 218	854 500
Beneficio (US\$)	1'601 525	1'601 525	1'601 525	1'601 525	1'601 525	1'601 525
TIR % / año	35.0	43.0	38.5	32.0	29.6	25.7
Retorno Simple (años)	3.9	3.1	3.5	4.6	5.2	6.2

Fuente: Elaboración propia

También se realizó un análisis de sensibilidad con respecto a los costos de mantenimiento, debido a que la mayoría de proveedores de equipos y refacciones se localizan en el extranjero, lo cual va a hacer que los costos varíen según el lugar de procedencia, además de ser afectados por los respectivos cargos de transporte e impuestos. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Cuadro N° 96					
Influencia de la variación del costo de mantenimiento					
Índice	Base	Variación			
		10%	50%	80%	100%
Inversión (US\$)	533 589	533 589	533 589	533 589	533 589
VAN (US\$)	1'067 936	1'002 761	742 061	546 536	416 186
Beneficio (US\$)	1'601 525	1'536 351	1'275 651	1'080 126	949 776
TIR % / año	35.0	33.6	28.2	24.1	21.3
Retorno Simple (años)	3.9	4.2	5.6	6.8	8.2

Fuente: Elaboración propia

8.3 Recomendaciones para la implantación.

Para la implantación de la planta de Generación Distribuida, tendrán que tenerse en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

- Deberá fijar las condiciones de “porteo” de energía, y sus costos, con la empresa que suministra actualmente la energía a la planta; esto debido a que el respaldo eléctrico es necesario. Todo esto, basándose en la legislación vigente.
- Es recomendable también, que los generadores distribuidos firmen contratos para backup de energía con las empresas distribuidoras, para que durante las paradas, debido a fallas o mantenimientos, el servicio no se vea interrumpido.
- Deberá fijarse las condiciones de venta de energía según el modelo de operación contemplado, con las empresas respectivas (COES, empresas distribuidoras, etc.).
- Es factible la viabilidad del proyecto de cogeneración, en función del impacto ambiental en el sitio y su entorno, desde su construcción hasta su operación, en base a estudios científicos y técnicos, y las medidas previstas para evitar o mitigar los efectos negativos sobre el ambiente, conforme a lo dispuesto por la normatividad ecológica y de impacto ambiental vigente.
- Deberán presentarse los respectivos estudios de factibilidad y ambientales ante los organismos correspondientes (Ministerio de Energía y Minas, OSINERG, DIGESA, etc.).
- El proyecto, deberá ponerse en manos de empresas o consultores con amplia experiencia en cogeneración y conexión a la red.
- Se recomienda que los costos de inversión en lo que refiere a la interconexión con la red del distribuidor y distribución de energía, corran por cuenta de la empresa que compra los excedentes (concesionario), pudiéndose vender la energía a un costo más bajo (permanentemente o por un tiempo), de tal manera que le permita a este, recuperar la inversión realizada en un periodo corto.
- Para obtener el precio del gas natural a tarifa de generador, se recomienda “amoldar” la planta para que pueda encajar dentro de la normativa expuesta en el “Reglamento de Cogeneración”.
- Se recomienda aumentar el consumo térmico de la planta, generando nuevos servicios y mejorando la eficiencia de planta; para esto, deberá tenerse en cuenta los nuevos requerimientos de capacidad y disponibilidad en lo que respecta al suministro de agua.
- Obtener el suministro de gas natural requerido para la planta de generación distribuida, basándose en las recomendaciones mostradas en los esquemas y diagramas mostrados en el Anexo N° 4 (diagramas de conexión a la red de gas natural y plano de implantación).

- Firmar contratos de asesoría y mantenimiento continuo, con la empresa contratista u consultora que desarrollará el proyecto, para asegurar así un desenvolvimiento cabal de los equipos de planta, durante la vida útil de esta.
- Obtener los permisos para importar los equipos que se requieren para implementar la planta de generación distribuida, de acuerdo con el marco regulatorio actual.
- Durante la operación, deberá llevarse un “reporte estadístico de operación”, que incluya: consumo de combustible, aditivos, programa de mantenimientos, registro de fallas, comportamiento de la demanda (térmica - eléctrica).
- Es recomendable también dejar una de las calderas existentes en standby, para cubrir la demanda durante la instalación de la nueva planta y en caso de mantenimientos o fallas.
- Finalmente, antes del lanzamiento de la planta, se deben hacer pruebas de operación, con carga variada (tanto térmica como eléctrica) y de diversa duración, para así tener una visión general de cómo responder ante casos inusuales de demanda.

8.4 Beneficios de la puesta en marcha del proyecto.

A continuación se enlistan una serie de beneficios que traerá como consecuencia la puesta en marcha del proyecto.

a) Energéticos:

- Se reduce el costo por consumo de combustible.
- Se mejora la combustión, debido al uso de equipo de última tecnología.
- Se reducen las emisiones de contaminantes al ambiente al no operar las calderas continuamente.
- Se reducen los trabajos y gastos en mantenimiento de las calderas y equipos de generación.
- Se eliminan los gastos por transporte, almacenamiento, manipuleo y preparación del Petróleo Industrial N° 5.
- Mayor facilidad para el mantenimiento y operación de las calderas.
- Al pasar de Petróleo Industrial N° 5 a Gas Natural se consumirá más combustible, sin embargo el beneficio económico compensará dicha inversión.
- Se incrementa la fiabilidad del suministro eléctrico y térmico, al poder controlar el suministro de energía y poseer un backup para este.

- Se da un mejor control y un uso más eficiente de la energía.
- Hay una rápida adaptación a las condiciones de planta, debido a la modularidad de los equipos de generación.
- Hay una reducción de pérdidas por el lado de la empresa compradora de energía, debido a que no se hace uso de un sistema de transmisión y distribución grande.
- El abastecimiento de energía a los usuarios del concesionario casi es directo.
- Se tiene un mejor control de la energía reactiva.
- Se cuenta con la capacidad de regular la tensión.
- Habrá una tendencia a la reducción del índice de fallas por falta de suministro.

b) Ambientales:

- Las emisiones de gases contaminantes como el CO, CO₂, SO₂ y NO_x serán reducidos en gran medida, debido a que los equipos operan con un combustible “limpio” y con equipos diseñados para trabajar bajo los más elevados estándares ambientales actuales.
- Se estima que las emisiones de material particulado se reducirán en un 100%, ya que la combustión del gas natural no genera dichos residuos.
- Las emisiones de SO₂ (gas de efecto invernadero) serán reducidas en un 100%, lo cual implica un menor aporte de la planta al calentamiento global del planeta (el gas natural de Camisea no contiene compuestos con azufre).

c) Económicos:

- El beneficio de la operación del sistema a lo largo del periodo de análisis será de US\$ 1'601 525.
- La inversión para implementar la planta de generación distribuida asciende a US\$ 533 589, con un periodo de recuperación de la inversión de 3.9 años, con una T.I.R de 35.0%.
- El ahorro anual por mantenimiento de calderas será considerable, pudiéndose contemplar a futuro la adecuación de estos equipos a gas natural, basados en este ahorro. Se recomienda su funcionamiento dual (Petróleo Industrial N° 5 - gas natural).

- Por el lado del comprador de la energía, se presentan ahorros en lo que respecta a cargos debidos a los peajes por transmisión y distribución de energía.
- Las pérdidas económicas que representan los cortes de energía eléctrica se reducen a cero, ya que se controla el suministro y a la vez se cuenta con el respaldo de la red eléctrica del sistema interconectado.

BIBLIOGRAFÍA.

Libros:

1. Nestor Pedro Quadri; ***“Instalaciones de gas”***, 4^{ta} Edición, Editorial Alsina, 2001, Buenos Aires - Argentina.
2. W. H. Severns, H.E. Degler, M.E., M.S., J.C. Miles M.S.; ***“La producción de energía mediante el vapor de agua, aire y los gases”***, Editorial Reverté, 1973, Barcelona – Buenos Aires – Argentina.
3. Percy Castillo Neira; ***“Ahorro de energía en la operación de calderos industriales”***, Combinsa, 2000, Lima – Perú.
4. J.F. Cruz, J.A. Postigo; ***“Termodinámica aplicada”***, 2^{da} edición, Facultad de Ingeniería Mecánica – UNI, Lima – Perú.

Informes Técnicos:

1. CENERGIA – OSINER GART; ***“Tendencias en el uso y promoción del gas natural: Generación Distribuida”***, Abril 2004, Lima - Perú
2. CENERGIA – Cooperación Española - Alure - IDAE : ***“Estudio de la viabilidad de cogeneración: Refinería Talara”***, Junio 1999, Lima – Perú.
3. CENERGIA – Comisión Europea – Cooperación Española; ***“Estudio de Factibilidad para la instalación de una planta de cogeneración en el complejo Alicorp”***, Enero 2001, Lima – Perú.
4. CENERGIA – ***“Estudio de Desarrollo de Mecanismos de Financiamiento para Proyectos de Ahorro de Energía: Cogeneración en San Miguel Industrial”***, Octubre 2006, Lima – Perú.
5. CENERGIA – ***“Estudio de Prefactibilidad para la implantación de una planta de Cogeneración en la Planta Textil Industrial Nuevo Mundo”***, Enero 2007, Lima – Perú.

Leves y Reglamentos:

- ***Ley Orgánica de Hidrocarburos*** (26221), Ministerio de Energía y Minas.
- ***Ley de Promoción de la Industria del Gas natural*** (27133), Ministerio de Energía y Minas.

- ***Reglamento de la Ley de Promoción de la Industria del Gas natural*** (DS 040 – 99 – EM), Ministerio de Energía y Minas.
- ***Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos*** (DS 042 – 99 - EM), Ministerio de Energía y Minas.
- ***“Reglamento de cogeneración”*** (DS 064-2005-EM), Ministerio de Energía y Minas.

Resoluciones OSINERG:

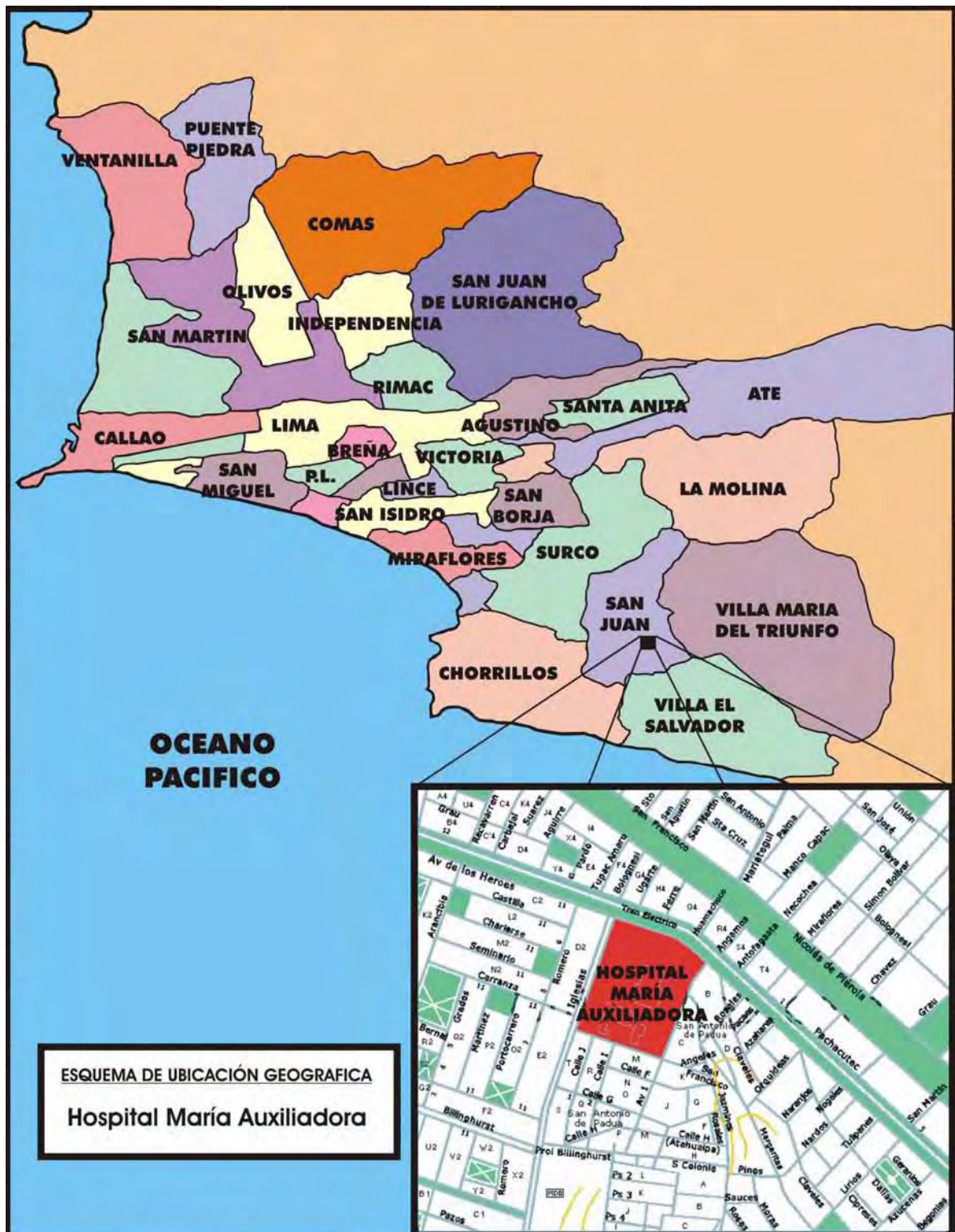
- Resolución OSINERG N° 309 – 2004 – OS/CD.
- Resolución OSINERG N° 084 – 2003 – OS/CD.
- Resolución OSINERG N° 063 – 2003 – OS/CD.
- Resolución OSINERG N° 258 – 2004 – OS/CD.
- Resolución OSINERG N° 097 – 2004 – OS/CD.
- Resolución OSINERG N° 076 – 2006 – OS/CD.

Manuales técnicos:

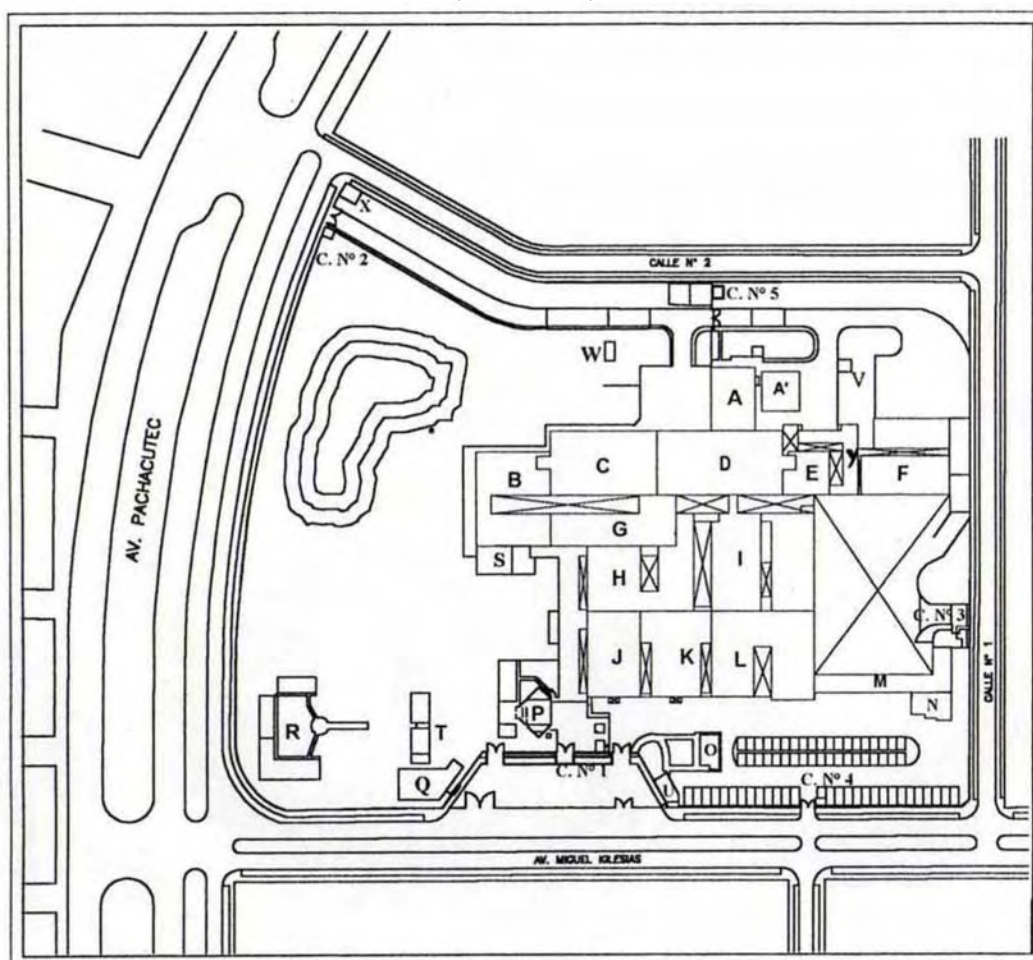
1. ***“Monitoreo, operación y conceptos sobre equipo mecánico”*** (CENERGIA).
2. ***“Cogeneración y Gas Natural”*** (ENAGAS).
3. ***“Proyectos de cogeneración”*** (IDAE).
4. ***“Ahorro de Energía en la Industria: Ahorro de energía en redes de vapor y condensado”*** (CINYDE).

ANEXO 1

UBICACIÓN GEOGRÁFICA



PLANO DE UBICACIÓN (Escala 1/4)



Descripción por sectores.

A	Emergencia.	I	Sótano: Lavandería, vestuarios, central de aire comprimido; Piso 1: Radiología, banco de sangre, laboratorio central
A'	Unidad de Tratamiento del Cólera	J-k	Sótano: Consultorios externos, especialidades médicas; Piso 1: Odontología, psiquiatría.
B	Dirección ejecutiva	L	Sótano: Jefatura de mantenimiento, taller de electromecánica. Piso 1: Consultorios externos.
C	Piso 1: Administración; Piso 2: Central de esterilización, cuidados intensivos; Piso 3: Neonatología – Gineco Obstetricia; Piso 4: Hospitalización cirugía; Piso 5: Administración de la clínica; Piso 6: Hospitalización pediatría.	M	Sótano: Talleres de mantenimiento.
D	Sótano: Tableros, subestación eléctrica, comedor; Piso 1: Anatomía patológica; Piso 2: Centro Obstétrico; Piso 3: Hospitalización Gineco Obstetricia; Piso 4: Cirugía UCI; Piso 5: Hospitalización Medicina General; Piso 6: Hospitalización pediatría.	N	Piso 1: Residencia de médicos.
E	Sótano: Cocina; Piso 1: Auditorio de patología y residencia de médicos.	O	Piso 1: Centro de investigaciones médicas.
F	Casa de fuerza: Calderas, grupo electrógeno, sistema de agua, tanques de petróleo	P	Piso 1: Estacionamiento.
G	Sótano. Archivo general; Piso 1: Auditorio, patología y residencia.	Q	Piso 1: Capilla, salón de charlas.
H	Sótano: Archivo central documentario; Piso 1: Caja, Admisión, Archivo de historias clínicas, farmacia.	R	Piso 1: Cuarto de chóferes de emergencia.
		S	Piso 1: Laboratorio de epidemiología.
		T	Piso 1: Almacenes.
		U	Piso 1: Local futura cuna jardín.
		V	Piso 1: Local campamento del ejército.
		X	Piso 1: Sub estación de energía eléctrica de Luz del Sur.
		C	CN° 1, CN° 2, CN° 3, CN° 4, Casetas de control de ingreso

ANEXO 2

DETALLE DE OPERACIÓN DE LA PLANTA (Información suministrada)

PROGRAMACIÓN ANUAL DE LA PLANTA HOSPITALARIA. (GENERACIÓN TÉRMICA CON CALDERAS DE VAPOR).

La “planta” hospitalaria cuenta con 3 calderas, una de las cuales opera simultáneamente, mientras que las otras dos permanecen en standby, para operaciones de mantenimiento. Su operación esta bajo la jefatura de la oficina de mantenimiento y servicios generales.

El programa de mantenimiento que se realizan a lo largo del año se muestran en el siguiente cuadro:

Operación	Tiempo
Control de la combustión y eficiencia	Quincenal
Limpieza y verificación del filtro de combustible	Quincenal
Limpieza y verificación de Electroodos	Quincenal
Limpieza y verificación de boquillas	Quincenal
Verificación de válvulas solenoides	Quincenal
Verificación de presostatos	Quincenal
Limpieza y verificación de mirilla	Quincenal
Limpieza y verificación de platos reflectores	Quincenal
Limpieza y verificación de la Foto celda IR/UV	Quincenal
Verificación del programador de llama	Quincenal
Verificación del transformador de encendido	Quincenal
Verificación de la presión del combustible	Diario
Limpieza de la chimenea y ductos de gases	Semestral
Purgar el fondo del caldero	Cada 8 horas
Purgar el control de nivel de agua cuando haya presión	Cada 8 horas
Prueba del control de nivel de agua	Semanalmente
Prueba de las válvulas de seguridad	Semanalmente
Engrase de la bomba de agua	Mensual
Inspección de los tubos de humo	Trimestralmente
Cambio total del agua del caldero	Trimestralmente
Inspección del material refractario	Semestralmente
Limpieza de los tubos de humo	Semestralmente
Análisis del agua de alimentación	Mensual

Fuente: oficina de mantenimiento y servicios generales

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE LA PRODUCCIÓN DE VAPOR PARA PROCESOS

Datos generales del consumo energético		
Horas de trabajo anual de la planta térmica	6935	Hrs
Tipo de Combustible	PI - 5	Industrial
Consumo de combustible de las calderas al año	108000	Galones
Producción de vapor a plena carga	38.00	t/día
Producción promedio de vapor	20.03	t/día
Máxima demanda de vapor	1.57	t/h

Fuente: oficina de mantenimiento y servicios generales

DETALLE DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE VAPOR EN LA PLANTA

Año base 2004			
Mes	Producción (t/mes)	Máx. Demanda (t/h)	Combustible (Gal/mes)
Enero	626.03	1.55	9 220
Febrero	572.97	1.48	8 438
Marzo	624.03	1.45	9 190
Abril	610.00	1.56	8 984
Mayo	611.03	1.51	8 999
Junio	615.00	1.57	9 057
Julio	612.03	1.54	9 014
Agosto	633.03	1.44	9 323
Septiembre	597.00	1.53	8 792
Octubre	628.03	1.54	9 249
Noviembre	592.00	1.50	8 719
Diciembre	612.03	1.48	9 014

Fuente: oficina de mantenimiento y servicios generales

COMPRA MENSUAL DE COMBUSTIBLE (2004).

Mes	PI N° 5 (Gal)	Costo* (S/.)
Enero	9 220	40 038
Febrero	8 438	39 687
Marzo	9 190	43 224
Abril	8 984	42 252
Mayo	8 999	42 324
Junio	9 057	45 865
Julio	9 014	45 644
Agosto	9 323	47 210
Septiembre	8 792	44 522
Octubre	9 249	46 837
Noviembre	8 719	55 023
Diciembre	9 014	54 041
TOTAL	108 000	546 666

Fuente: oficina de mantenimiento y servicios generales

(*) Con referencia al año 2004.

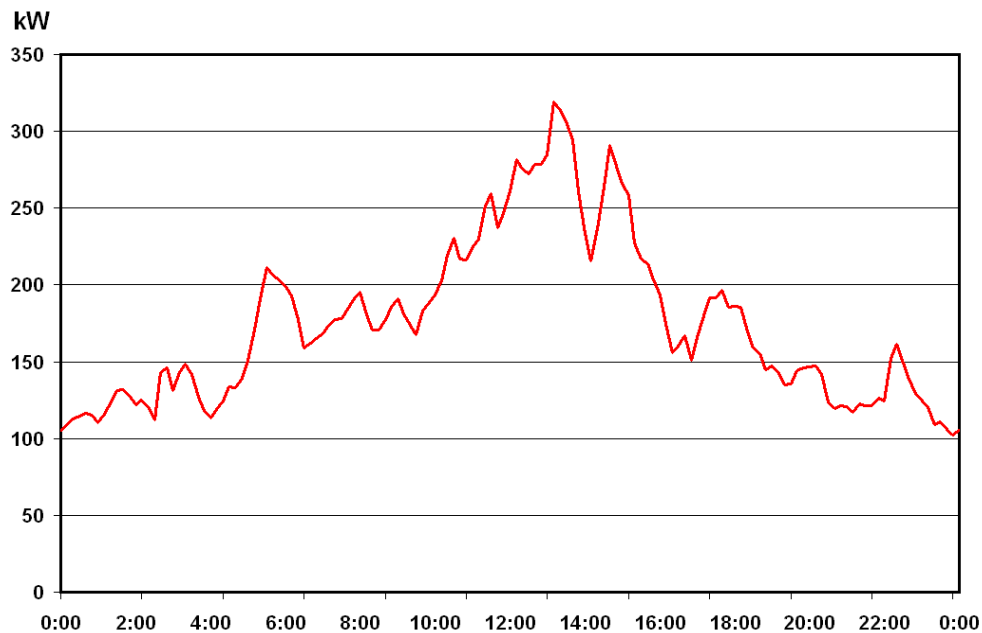
DETALLE DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Consumo Anual de Energía (2004)			
Mes	Consumo (kWh)	Potencia en HP (kW)	Potencia en HFP (kW)
Enero	131 100	230.52	318.09
Febrero	134 800	234.77	317.94
Marzo	132 700	230.91	312.89
Abril	139 200	216.00	319.00
Mayo	110 700	209.07	269.35
Junio	119 000	238.00	289.55
Julio	116 500	211.49	283.42
Agosto	117 694	213.66	286.37
Septiembre	115 700	210.20	281.51
Octubre	114 800	208.41	279.35
Noviembre	117 694	213.65	286.37
Diciembre	116 400	211.30	283.23

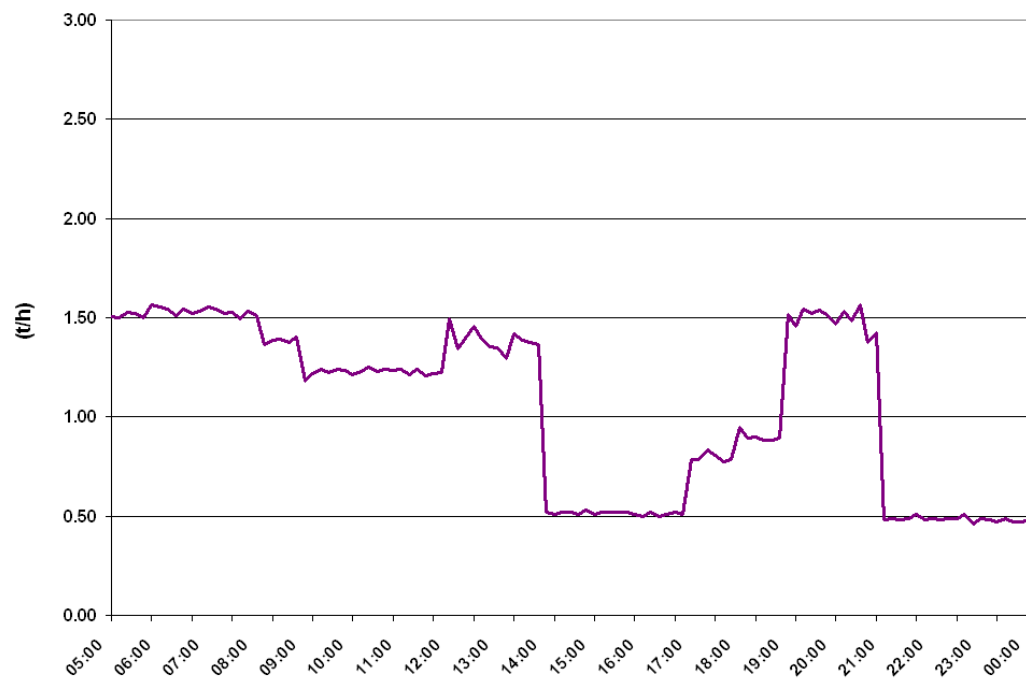
RESUMEN DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Consumo anual	Horas Punta	254.86	MWh/año
	Hrs. Fuera de punta	1 211.43	MWh/año
Max. Demanda de potencia	Horas Punta	238.00	kW
	Hrs. Fuera de punta	319.00	kW
Potencia contratada		450.00	kW

DIAGRAMA DE CARGA TÍPICO DEL HOSPITAL



DEMANDA DIARIA DE VAPOR (Día típico)

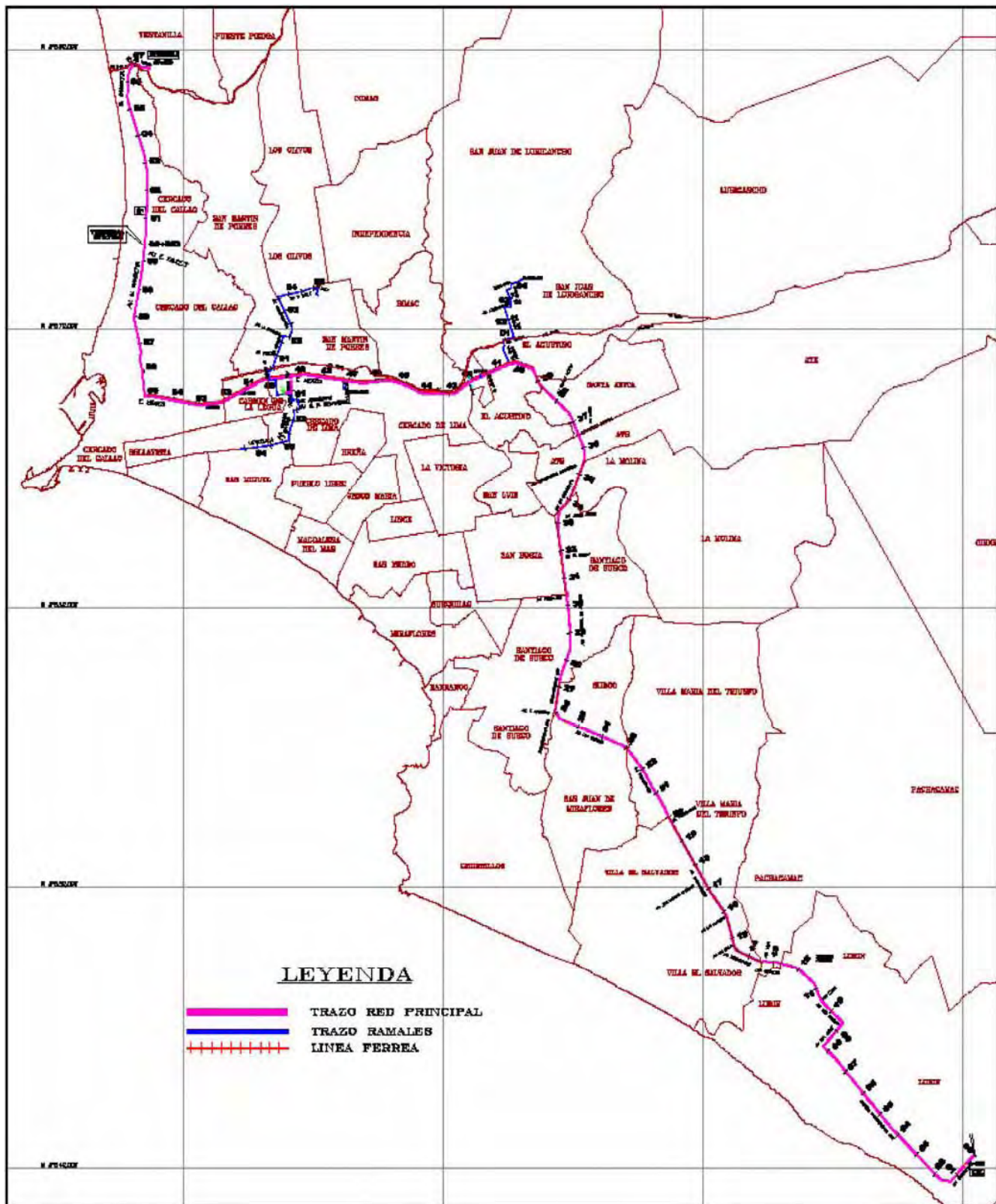


ANEXO 3

PLIEGO TARIFARIO DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS

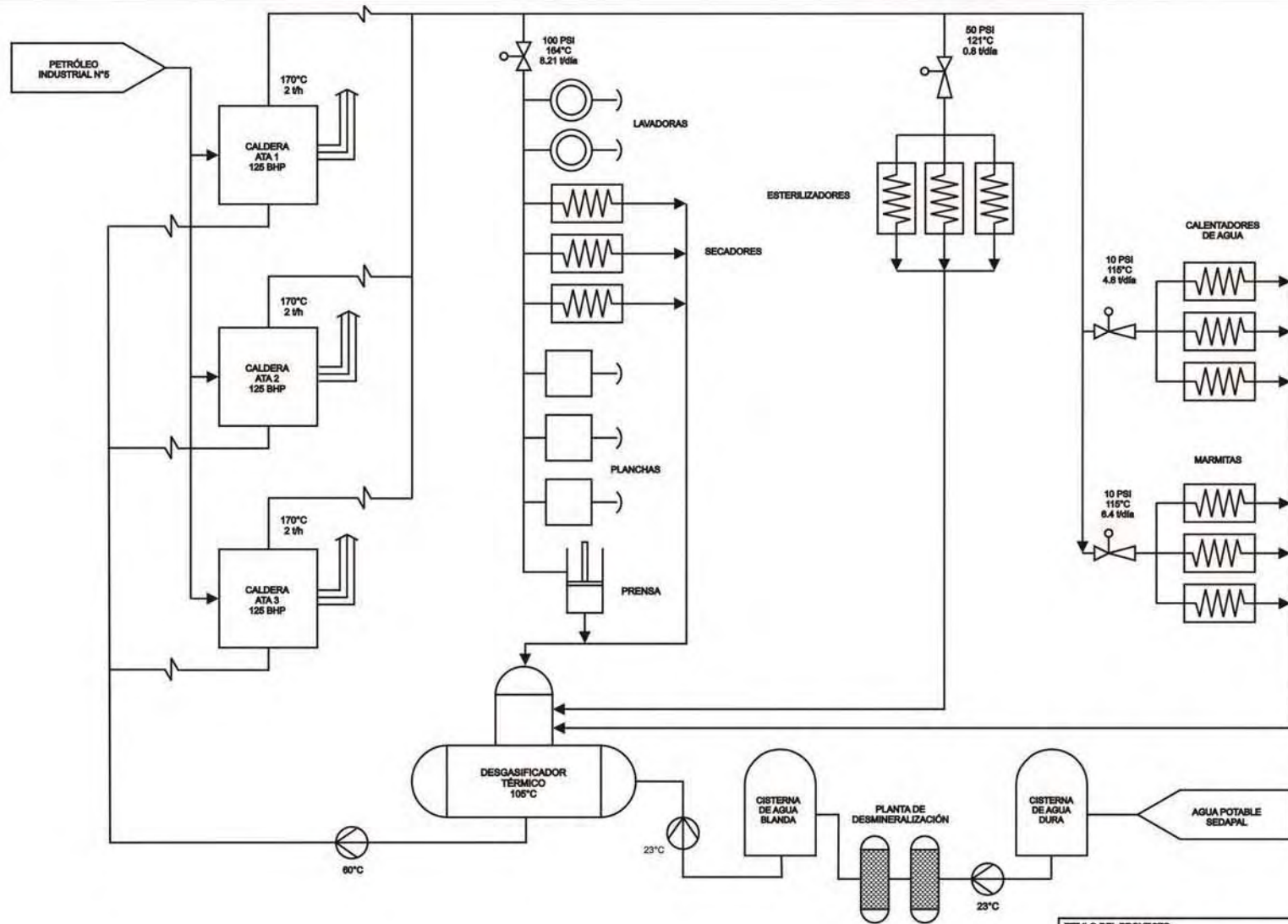
CATEGORIA	DESCRIPCION	UNIDAD	NO GENERADOR	GENERADOR ELECTRICO
CATEGORIA A Consumo Hasta 300 m ³	PRECIO DEL GAS			
	Precio del gas en boca de pozo	S./GJ	2,0944*TCPG	1,6240*TCPG
	TRANSPORTE Y DISTRIBUCION VIA RED PRINCIPAL			
	Tarifa de transporte de Gas Natural vía Red Principal	S./1000 m ³	37,8741*TCRP	30,2418*TCRP
	Tarifa de distribución vía Red Principal	S./1000 m ³	8,2785*TCRP	4,9785*TCRP
	DISTRIBUCION EN OTRAS REDES			
	Costo Fijo de Distribución (CFD) : Margen Comercial	S./cliente-mes	2.9972	2.9972
	Costo variable de Distribución (CVD) : Margen de distribución (MD)	S./1000 m ³	417.2453	417.2453
CATEGORIA B Consumo 301 - 17 500 m ³ /mes	PRECIO DEL GAS			
	Precio del gas en boca de pozo	S./GJ	2,0944*TCPG	1,6240*TCPG
	TRANSPORTE Y DISTRIBUCION VIA RED PRINCIPAL			
	Tarifa de transporte de Gas Natural vía Red Principal	S./1000 m ³	37,8741*TCRP	30,2418*TCRP
	Tarifa de distribución vía Red Principal	S./1000 m ³	8,2785*TCRP	4,9785*TCRP
	DISTRIBUCION EN OTRAS REDES			
	Costo Fijo de Distribución (CFD) : Margen Comercial	S./cliente-mes	37.6241	37.6241
	Costo variable de Distribución (CVD) : Margen de distribución (MD)	S./1000 m ³	183.5949	183.5949
CATEGORIA C Consumo 17 500 - 300 000 m ³ /mes	PRECIO DEL GAS			
	Precio del gas en boca de pozo	S./GJ	2,0944*TCPG	1,6240*TCPG
	TRANSPORTE Y DISTRIBUCION VIA RED PRINCIPAL			
	Tarifa de transporte de Gas Natural vía Red Principal	S./1000 m ³	37,8741*TCRP	30,2418*TCRP
	Tarifa de distribución vía Red Principal	S./1000 m ³	8,2785*TCRP	4,9785*TCRP
	DISTRIBUCION EN OTRAS REDES			
	Costo Fijo de Distribución (CFD) : Margen Comercial	S./1000 m ³	66.1597	66.1597
	Costo variable de Distribución (CVD) : Margen de distribución (MD)	S./1000 m ³	66.1597	66.1597
CATEGORIA D Consumo Más de 300 000 m ³ /mes	PRECIO DEL GAS			
	Precio del gas en boca de pozo	S./GJ	2,0944*TCPG	1,6240*TCPG
	TRANSPORTE Y DISTRIBUCION VIA RED PRINCIPAL			
	Tarifa de transporte de Gas Natural vía Red Principal	S./1000 m ³	37,8741*TCRP	30,2418*TCRP
	Tarifa de distribución vía Red Principal	S./1000 m ³	8,2785*TCRP	4,9785*TCRP
	DISTRIBUCION EN OTRAS REDES			
	Costo Fijo de Distribución (CFD) : Margen Comercial	S./1000 m ³	40.0862	40.0862
	Costo variable de Distribución (CVD) : Margen de distribución (MD)	S./1000 m ³	40.0862	40.0862

Fuente: Calidda – Vigente febrero 2007.

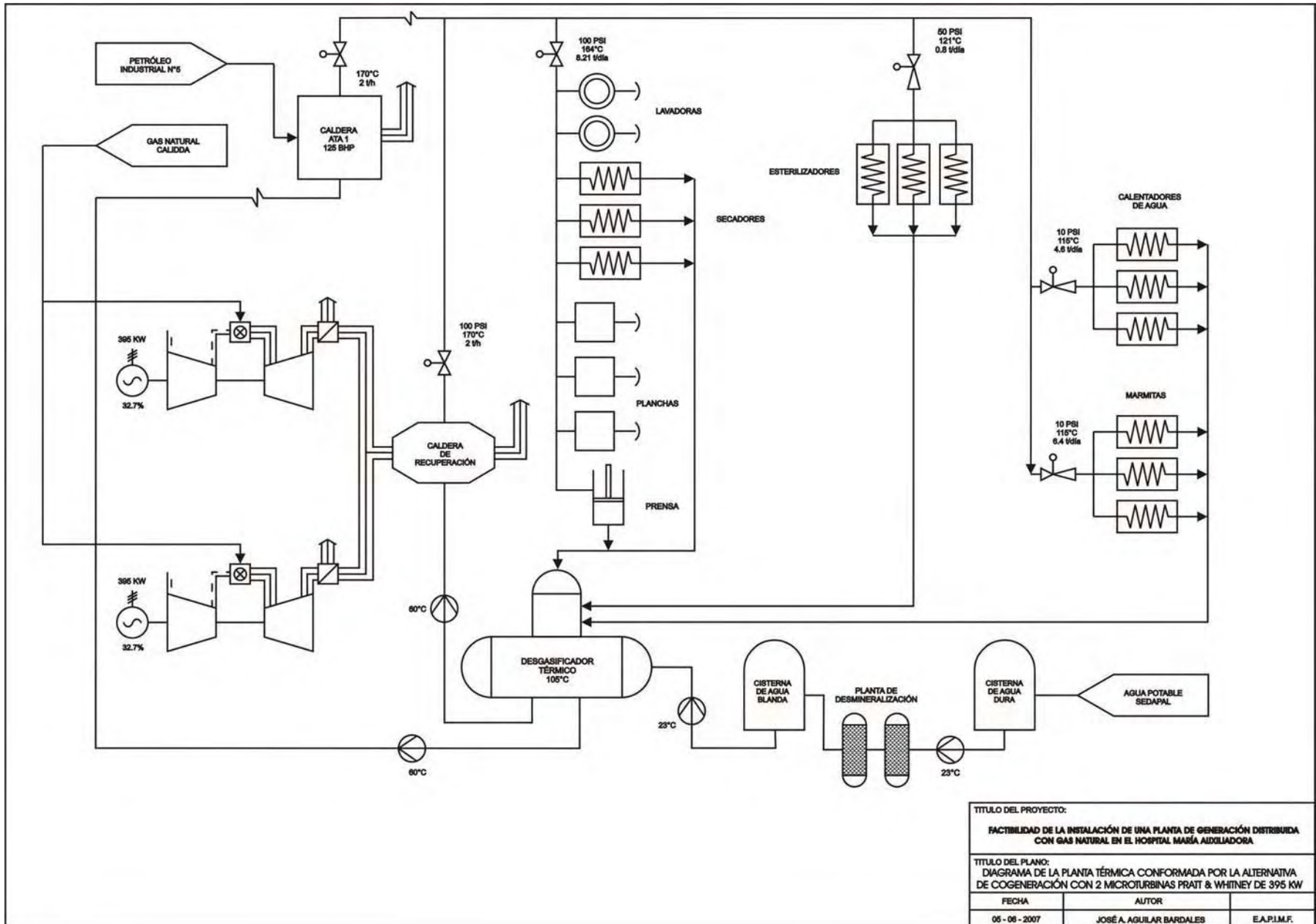


ANEXO 4

IMPLEMENTACIÓN

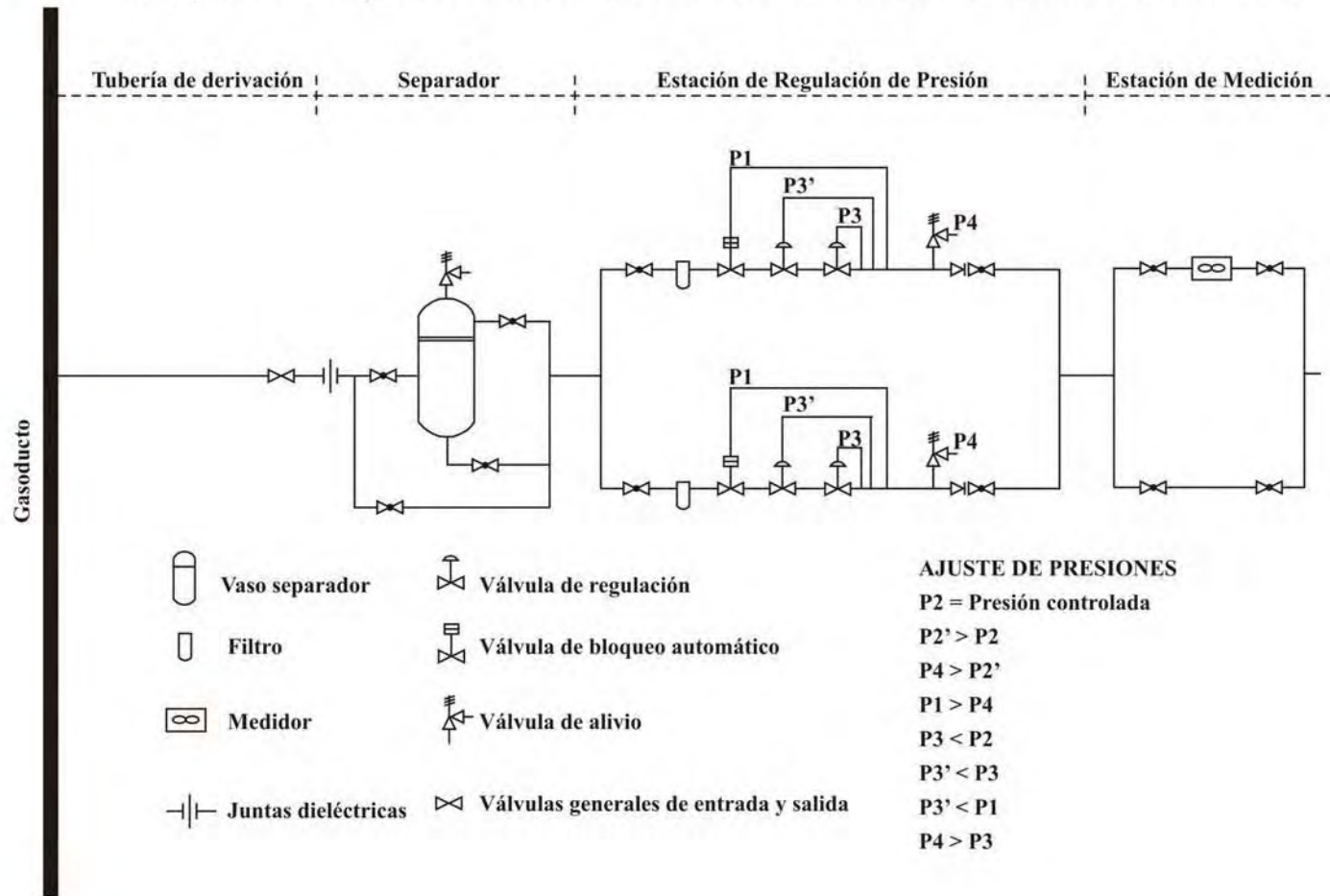


TÍTULO DEL PROYECTO:		
FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON GAS NATURAL EN EL HOSPITAL MARÍA AUXILIADORA		
TÍTULO:		
DIAGRAMA DE LA PLANTA TÉRMICA ACTUAL DEL HOSPITAL MARÍA AUXILIADORA		
FECHA	AUTOR	
31 - 05 - 2006	JOSÉ A. AGUILAR BARDALES	E.A.P.I.M.F.

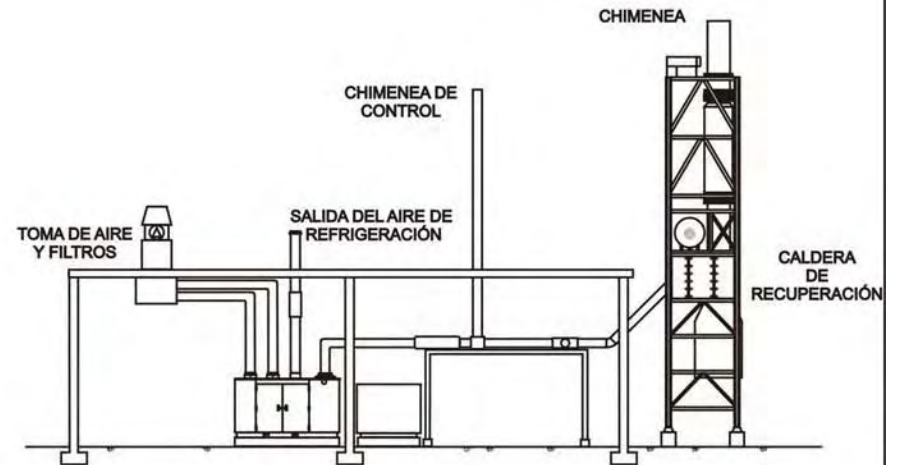
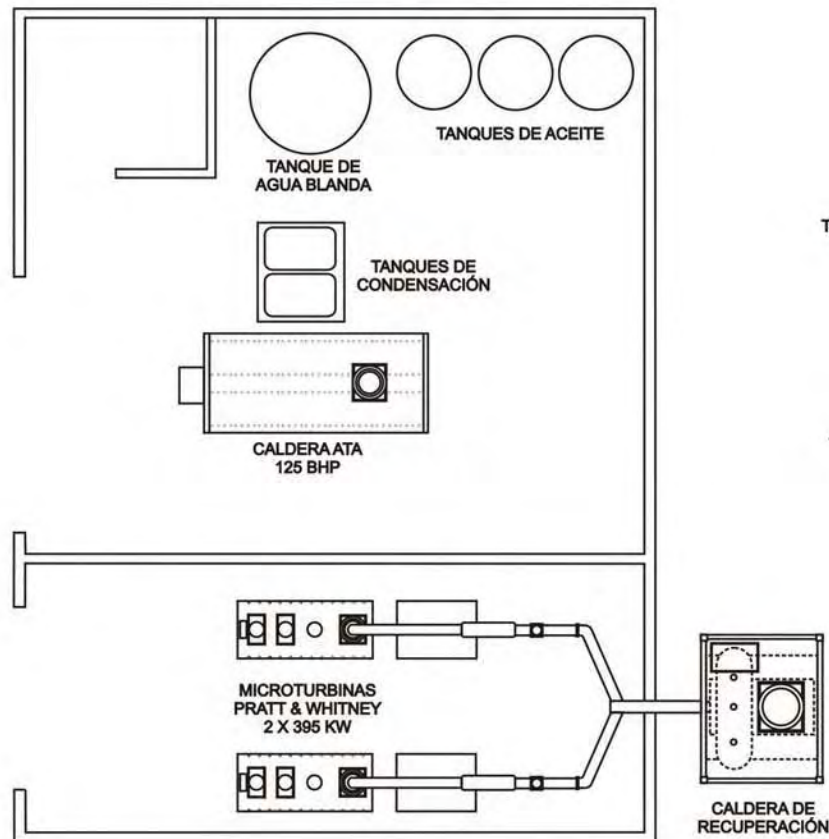


TÍTULO DEL PROYECTO:		
FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON GAS NATURAL EN EL HOSPITAL MARÍA AUXILIADORA		
TÍTULO DEL PLANO:		
DIAGRAMA DE LA PLANTA TÉRMICA CONFORMADA POR LA ALTERNATIVA DE COGENERACIÓN CON 2 MICROTURBINAS PRAIT & WHITNEY DE 395 KW		
FECHA	AUTOR	
05 - 06 - 2007	JOSÉ A. AGUILAR BARDALES	E.A.P.I.M.F.

Esquema Típico de Suministro de Gas a una Planta Térmica



CASA DE FUERZA



TITULO DEL PROYECTO:

FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA
CON GAS NATURAL EN EL HOSPITAL MARÍA AUXILIADORA

TITULO DEL PLANO:

PLANO DE IMPLANTACIÓN DE LA ALTERNATIVA COMPUESTA
POR 2 MICROTURBINAS PRATT & WHITNEY DE 395 KW

FECHA	AUTOR	
05 - 06 - 2007	JOSÉ A. AGUILAR BARDALES	E.A.P.I.M.F.